

А. В. ОСТРОВСКАЯ

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

ЧАСТЬ 2. ВОЗДЕЙСТВИЕ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТА ГАЗА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Учебное пособие



Министерство образования и науки Российской Федерации

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

А. В. Островская

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ В 2 ЧАСТЯХ

**Часть 2. Воздействие системы транспорта
газа на окружающую среду**

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
в качестве **учебного пособия** для студентов вуза,
обучающихся по направлению подготовки
13.03.03 – Энергетическое машиностроение

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2017

УДК 502.13:622.691.4(075.8)
ББК 30.692я73+39.76-082.02я73
О-78

Рецензенты:

кафедра энергетики Уральского государственного лесотехнического университета (завкафедрой д-р техн. наук, проф. *С. М. Шанчуров*); замначальника Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» *А. В. Пьянков*

Научный редактор — д-р техн. наук, проф. *Ю. М. Бродов*

На обложке — изображение с сайта <http://stavropol-tr.gazprom.ru/about/history/>

Островская, А. В.

О-78 Экологическая безопасность газокompрессорных станций. В 2 ч.
Ч. 2. Воздействие системы транспорта газа на окружающую среду : учебное пособие / А. В. Островская. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 151, [1] с.
ISBN 978-5-7996-1990-9 (ч. 2)
ISBN 978-5-7996-1396-9

Учебное пособие знакомит читателей с основными направлениями воздействия системы транспорта газа и, в частности, газокompрессорных станций, на окружающую среду, а также с методами снижения данного негативного влияния. Значительное внимание уделено анализу факторов, влияющих на загрязнение окружающей среды природным газом и продуктами сгорания топлив.

Пособие может использоваться студентами всех форм обучения. Также может быть рекомендовано аспирантам и преподавателям, специализирующимся в области преподавания экологической безопасности.

Часть 1 вышла в 2015 г.

Библиогр.: 54 назв. Табл. 12. Рис. 17.

УДК 502.13:622.691.4(075.8)
ББК 30.692я73+39.76-082.02я73

ISBN 978-5-7996-1990-9 (ч. 2)
ISBN 978-5-7996-1396-9

© Уральский федеральный
университет, 2017

ВВЕДЕНИЕ

Газовая отрасль России представляет собой сложную систему, включающую в себя добычу, транспортировку, хранение и переработку газа. В состав единой системы газоснабжения (ЕСГ) входят более 200 газовых и газоконденсатных месторождений; 170,7 тысяч километров магистральных газопроводов (МГ) и отводов; 250 линейных компрессорных станций (КС), на которых установлено 3825 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) общей мощностью 46,1 тыс. МВт; около 22 подземных хранилищ газа; 16 газоперерабатывающих заводов*. Каждая часть этого комплекса является источником потенциальной экологической опасности, хотя степень их влияния на окружающую среду различна. Несмотря на экологические преимущества при использовании газа по отношению к другим видам топлива, объекты отрасли прямо или косвенно оказывают негативное воздействие на окружающую среду, отличающееся по своей значимости на этапах строительства и эксплуатации. Воздействие в период строительства носит активный, но кратковременный характер. А в период работы воздействие будет иметь постоянный, долговременный характер, обусловленный продолжительностью эксплуатации.

Разработка месторождений, строительство газопроводов большой протяженности приводит к образованию новых значительных по площади техногенных ландшафтов. В результате отчуждения территорий под строительство сокращаются площади лесов, сельскохозяйственных угодий, оленьих пастбищ. При прокладке трубопроводов происходит активное воздействие на почвенный слой,

* URL: <http://www.gazpromquestions.ru/transmission/>

нарушаются и загрязняются водные системы, наносится огромный ущерб всему растительному и животному миру.

Эксплуатация трубопроводов также приводит к загрязнению почвы, поверхностных и подземных вод, приземного слоя атмосферы, а в зоне многолетней мерзлоты — к интенсивному воздействию на структуру грунта. Основной проблемой становится выброс в атмосферу продуктов сгорания газотурбинных агрегатов — оксидов углерода, оксидов азота, углеводородов. Доля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников, относящихся к ОАО «Газпром», в 2014 г. составила около 9% всех выбросов России. Огромный ущерб наносят потери природного газа, которые происходят по всей технологической цепочке (добыча, транспортировка и переработка) и составляют около 1% от объема добытого газа. В результате аварийных разрывов газопроводов, которые сопровождаются, как правило, взрывом и последующим возгоранием природного газа, происходит загрязнение окружающей среды, уничтожение растительного и животного мира. Опасности подвергается и рядом проживающее население.

При строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов возникают достаточно мощные источники шума, такие как компрессорные станции, вертолетные площадки, транспортные магистрали. Высокий уровень шума создает неблагоприятные условия для обслуживающего персонала, для жителей близлежащих районов, а также для диких животных и птиц.

Избежать полностью нарушения окружающей среды при современных методах освоения месторождений газа, конечно же, невозможно. Поэтому главная задача состоит в том, чтобы свести к минимуму нежелательные последствия работы газовой отрасли.

В связи с этим данное учебное пособие состоит из двух разделов. Первый раздел посвящен анализу экологических аспектов системы транспорта газа и воздействия данной отрасли на отдельные компоненты окружающей среды (воздух, водные системы, почву) и здоровье человека. Отдельное внимание уделяется особенностям районов Крайнего Севера.

Во втором разделе рассматриваются инженерные, институциональные и профилактические действия, направленные на снижение воздействия системы транспорта газа на окружающую среду и повышение экологической безопасности данной отрасли.

РАЗДЕЛ А. ВОЗДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

1. Характеристики природной и социальной среды районов Крайнего Севера

Для выявления экологических проблем, возникающих при работе конкретной отрасли промышленности, а также для поиска оптимальных решений этих проблем необходимо знать особенности природной и социальной среды того региона, где расположены предприятия данной отрасли. Большая часть месторождений природного газа России сосредоточена в районах Крайнего Севера. Природа этой территории является очень чувствительной к воздействию со стороны человека. Поэтому рассмотрим в качестве примера особенности именно этих регионов России, разделив их по следующим основным группам факторов:

- абиотические факторы природной среды (климат, геоморфологические особенности, характеристики водной среды и почвы и т. п.);
- биотические факторы природной среды (растительный и животный мир);

- характеристики социальной среды (влияние отрасли на здоровье человека, особенности жизни местного населения и т. п.).

Районы Крайнего Севера — это часть территории России, расположенная главным образом к югу от Северного Полярного круга, в арктическом и субарктическом природном поясах. Здесь встречаются четыре основные природные зоны: арктические пустыни, безлесная тундра, лесотундра и северная тайга.

Климат Арктики и Субарктики характеризуется явно выраженными сезонными ритмами с длительными холодными зимами (до 8 мес.) и короткими солнечными летними периодами (60–70 дн.). Среднегодовая температура в арктических районах отрицательная, около -10°C . Средние температуры самого холодного месяца года (января) составляют около -26°C , минимальные температуры опускаются до -70°C . Средняя температура летних месяцев близка к 0°C , однако, несмотря на это, под воздействием прямой солнечной радиации камни и поверхностный слой почвы летом могут прогреться до 30°C , что является важным с экологической точки зрения фактором. В субарктических районах (в зонах лесотундры и тайги) немного теплее, сезонность выражена менее четко, но в целом зима также холодная и длинная, а лето короткое.

Имеют место приземные температурные инверсии, что способствует накоплению в нижних слоях воздуха загрязняющих веществ (пыль, смог и т. д.). От локального скопления загрязняющих веществ страдают в первую очередь лишайники, составляющие основу пищевой цепи в тундре и в высшей степени чувствительные к загрязнению воздуха.

Климат также характеризуется небольшим количеством осадков, преимущественно в виде снега. Влажность воздуха низкая зимой и высокая летом. Сильные ветры способствуют перераспределению снежного покрова в безлесных районах и выхолаживанию почвы.

Основной характерной особенностью геоморфологии арктических районов, имеющей большое экологическое значение, является многолетняя («вечная») мерзлота. Многолетнемерзлым называется грунт, температура которого длительное время (от 2–3 лет до тысячелетий) удерживается ниже 0°C . Глубина такого мерзлого слоя может достигать до 1000 м. Поверх слоя вечной мерзлоты расположен активный, или деятельный, слой толщиной 1–4 м, оттаивающий в летний период (рис. 1).

В России территории вечной мерзлоты занимают около 65 %, толщина вечной мерзлоты в большинстве регионов Крайнего Севера составляет 400–500 м.

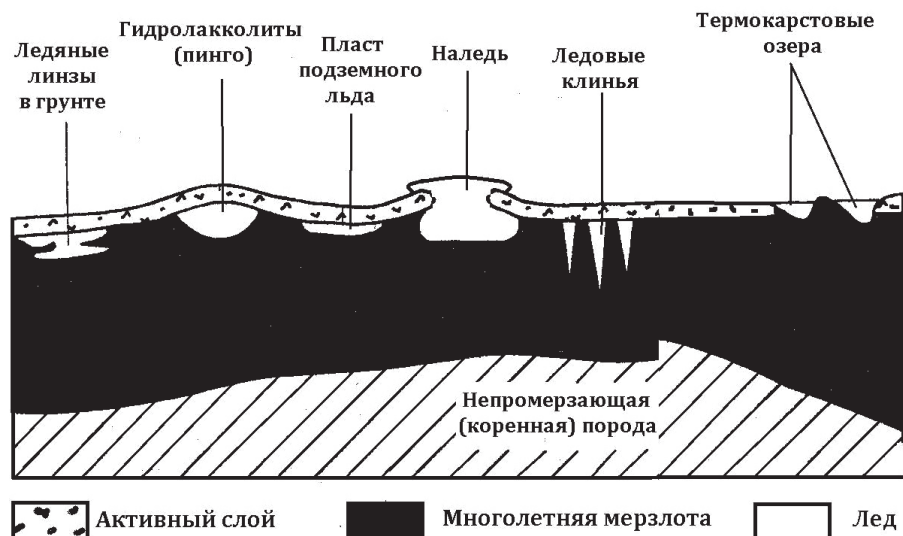


Рис. 1. Различные формы ландшафта на многолетней мерзлоте [31]

В многолетней мерзлоте грунтовые воды находятся в виде льда, его количество определяет термическую стабильность такого грунта. Различают сухую и льдистую многолетнемерзлую породу. Чем больше льда, тем сложнее вести строительство, тем больше проблем с обеспечением экологической безопасности любого объекта, в том числе и газопровода. В толще породы лед встречается в виде прослоек, линз, клиньев, а то и многометровых пластов ископаемого (каменного) льда. Образуются своеобразные криогенные формы рельефа. Некоторые из них, характерные для геоморфологии Севера, показаны на рис. 1.

Морозобойное растрескивание грунта происходит из-за большого охлаждения и сжатия поверхностных слоев. Образовавшиеся трещины глубиной до 5–6 м в теплое время года заполняются водой, которая впоследствии замерзает и превращается в ледяные клинья. Замерзая, лед расширяет трещину. В следующем году процесс повторяется, клинья растут, их ширина достигает нескольких метров, а длина и глубина доходит до десятка метров.

Иногда образующаяся линза льда и поступающая снизу вода приподнимают залегающие выше грунты, возникает бугор вспучивания, называемый гидролакколитом (от греч. *hydor* — вода, *la'kkos* — яма, *litos* — камень). В Якутии бугры пучения (местное население называет их «пинго») достигают 25–40 м высоты и 200–300 м ширины.

Если давление накопленной в породе воды высоко, она прорывает грунт, вырывается на поверхность и, замерзая, образует наледь. Поскольку различные здания и сооружения препятствуют промерзанию грунта, вода может устремиться туда и прорваться в подвале дома, разрушая его конструкции.

Под влиянием попеременного промерзания и оттаивания почв и горных пород на склонах, а также силы тяжести деятельный слой начинает медленно сползать даже с пологих склонов со скоростью от сантиметра в год до сотен метров в час. Этот процесс называют солифлюкцией (от лат. *solum* — почва, *fluctio* — истечение). Он особенно развит в полярных районах, где мерзлота препятствует просачиванию воды вглубь, и верхний слой становится переувлажненным. Сползая по склону, грунт увлекает за собой и все, что на нем расположено.

Большая часть арктического ландшафта подвержена также и термокарстовым явлениям — процессу, при котором происходит проседание грунта из-за оттаивания заключенного в нем льда. После заполнения впадин водой образуются термокарстовые озера. Вода в таком озере является аккумулятором теплоты, которая передается близлежащим породам, что способствует дальнейшему вытаиванию льда и развитию термокарста. Этот процесс в последнее время усиливается из-за потепления климата, уничтожения растительности, нарушения верхнего слоя грунта транспортом.

Описанные мерзлотные процессы очень осложняют строительство и эксплуатацию зданий, дорог, трубопроводов. Для сохранения мерзлых грунтов в естественном природном состоянии приходится применять различные меры: устраивать холодные подполья, ставить здания на опоры, прокладывать охлаждающие трубы в грунте и др.

Климат и рельеф территорий Крайнего Севера создают специфические условия для формирования гидрологического режима края. Несмотря на малое среднегодовое количество осадков, здесь много мелких озер и болот.

Термокарстовые озера, образованные в результате оттаивания многолетней мерзлоты, могут занимать до 90 % поверхности. Эти озера характеризуются низкой концентрацией растворенных веществ и малым биологическим разнообразием вследствие низких температур. Способность к самоочищению в таких озерах крайне низка, поэтому даже незначительное загрязнение водных систем чужеродными веществами приводит к их деградации.

Северные реки большей частью мелководны, хотя есть среди них и крупные (Обь, Таз, Надым и др.). Многие мелкие реки зимой промерзают до дна.

Значительную часть территории занимают болота (в Тюменской области более 50 % территории, в Ханты-Мансийском автономном округе — около 70 % территории). Заболачивание территорий является следствием малой скорости испарения, невозможности просачивания воды вглубь из-за наличия там мерзлотных пород, а также низкого потребления воды растениями.

Слой почвы в арктических и субарктических районах довольно тонкий, отличается малым количеством питательных веществ. Сочетание низких температур с переувлажнением снижает микробную активность почвы, что приводит к накоплению больших масс неразложившейся органики при дефиците доступных питательных веществ. Из-за медленного роста растений на самовосстановление нарушенного или уплотненного участка почвы могут понадобиться десятилетия.

Растительность самых северных районов отличается скудостью и состоит в основном из лишайников и мхов. Встречаются невысокие травы и кустарнички (карликовые виды березы и ивы, ягодные кустарники). Таежные районы в основном покрыты хвойным лесом (ель, пихта, сосна и лиственница), приземный ярус состоит из мхов.

Арктика способна обеспечить благоприятные условия для больших популяций птиц в летние месяцы благодаря несметным количествам насекомых в этот период. Зимой же условия слишком суровы для того, чтобы в них могли выжить многие виды. Зимними обитателями являются белая куропатка, белая сова, ворон, тундровая чечетка. В субарктической тайге могут зимовать около 30 видов. Все виды птиц играют важную роль в экосистеме, занимая разные экологические ниши.

Видовой состав животного мира тундры и лесотундры беден и включает в себя в основном землероек, зайцев, песцов, волков, лис, медведей, северных оленей. Животный мир тайги несколько богаче и разнообразнее. Вследствие малого видового разнообразия даже незначительное антропогенное воздействие на живые организмы приводит к серьезным изменениям в структуре экосистем.

Важным обстоятельством для северных регионов является потребность некоторых крупных млекопитающих в жизненном пространстве для пастбы, возможности миграции на большие расстояния между летними пастбищами и местами зимовки. Интенсивная человеческая деятельность в этих районах сильно ограничивает возможности этих видов животных для выживания. Беспокойство млекопитающих в период размножения может приводить к повышенной смертности молодняка, снижению численности популяции.

Климатические особенности северных районов не могут не сказаться на показателях здоровья населения, особенно временно там проживающего. Многие факторы, воздействующие на человека, отличаются на Севере не столько абсолютной величиной показателей, сколько скоростью их изменений во времени, что влияет на уровень напряжения механизмов адаптации организма человека, особенно «мигрантов». Совокупность характерных для северян расстройств адаптации названа «синдромом полярного напряжения». Также играет свою роль и воздействие специфических факторов высоких широт: изменение фотопериодичности в период полярного дня и полярной ночи; быстрые изменения напряженности геомагнитного поля Земли; особенности химического состава воды, почвы, растений.

Как правило, на Севере наблюдается избыток таких элементов, как железо и марганец. Случаи «ржавой воды» связаны, как правило, не с техногенным загрязнением, а с природными особенностями тундровых ландшафтов. Напротив, большинство других микроэлементов, важных для организма, находится в дефиците (например, содержание меди, цинка, молибдена и других элементов в 5–10 раз ниже средних нормативов). Важной геохимической особенностью ландшафтов тундр является недостаток кальция при избытке его аналогов (стронция, кадмия и др.), что отражается на состоянии костей, кожи и других органов. Многие восстановительные процессы на Севере протекают у человека значительно медленнее.

Коренное население Арктики и Субарктики (ханты, ненцы, коми) занимаются натуральным хозяйством, зависящим от возобновляе-

мых ресурсов, в частности растений и животных. Поэтому сохранение природных богатств северных регионов России означает и сохранение местного населения с его языком, культурой, психическим укладом, обычаями и традициями. Права и культурное наследие коренного населения должны учитываться при планировании любой предполагаемой деятельности в этих регионах.

2. Воздействие на окружающую среду при строительстве магистрального газопровода

Воздействие объектов газовой отрасли (линейной части газопровода, газокompрессорных станций и др.) на окружающую среду на этапе строительства обычно носит кратковременный, но интенсивный характер. Оно распространяется на все, без исключения, составляющие окружающей среды: атмосферный воздух, почву и грунт, поверхностные и подземные воды, животный и растительный мир.

2.1. Воздействие на земельные ресурсы

При прокладке магистрального газопровода происходит изъятие земель из оборота во временное и постоянное использование:

- с целью строительства линейной части газопровода, линий электропередач, временных и постоянных подъездных дорог;
- строительства компрессорных станций;
- сооружения временных объектов — баз хранения строительных материалов, жилых городков строителей, площадок складирования отходов;
- прокладки систем теплоснабжения, водоснабжения и канализации;
- разработки карьеров для нужд строительства;
- и др.

Ширина полосы земли, отводимой для строительства линейной части магистральных газопроводов, определяется проектом, при этом существуют нормы отвода земель для прокладки самого газопровода во временное краткосрочное пользование и размеры земельных участков для размещения запорной арматуры для бессрочного (постоянного) пользования.

Ширина полосы земель, отводимой на период строительства одноконтурного магистрального подземного трубопровода, приведена

в табл. 1. В период строительства двух и более параллельных магистральных подземных газопроводов к полосе земли, отводимой для каждой нитки, добавляется еще расстояние между осями смежных трубопроводов.

Нормы отвода земель при строительстве многониточных газопроводов [4] следующие.

Диаметр трубопровода, мм:

Расстояние между осями смежных магистральных газопроводов, м:

до 426 включительно	8
более 426 до 720 включительно.....	9
более 720 до 1020 включительно.....	11
более 1020 до 1220 включительно.....	13
более 1220 до 1420 включительно.....	15

Таким образом, размер полосы земель, отчуждаемых для строительства двухниточного газопровода большого диаметра, колеблется в районе 60–100 м. Практика же показывает, что размеры нарушенных участков оказываются значительно шире.

Земельные участки, отводимые в бессрочное (постоянное) пользование для размещения запорной арматуры подземных магистральных трубопроводов, обычно принимают размерами не более 10х10 м каждый.

Таблица 1

Ширина полосы земель, отводимой на период строительства однострунчатого магистрального подземного трубопровода [4]

Диаметр трубопровода, мм	Ширина отводимой полосы, м	
	на землях несельско-хозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного лесного фонда	на землях сельско-хозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 426 включительно	20	28
Более 426 до 720 включительно	23	33
Более 720 до 1020 включительно	28	39
Более 1020 до 1220 включительно	30	42
Более 1220 до 1420 включительно	32	45

Промплощадка ГКС может занимать площадь до десятка гектаров. На этой площади располагается компрессорный цех несколько цехов, в которых осуществляется основной технологический процесс, а также вспомогательные системы и службы (системы энерго-, тепло- и водоснабжения, места хранения и раздачи горюче-смазочных материалов, склады для хранения материалов и оборудования, автогаражи, административно-хозяйственные помещения и т. д.).

Прямые воздействия на почвенный покров при строительстве объектов газовой отрасли выражаются:

- в нарушении сложившихся форм естественного рельефа в результате выполнения различного рода земляных работ (рытье траншей и других выемок, отсыпка насыпей, планировочные работы и др.), а также вследствие многократного прохождения тяжелой строительной техники;
- ухудшении механических и химико-биологических свойств почвенного слоя;
- захламлении почв отходами строительных материалов, остатками после вырубки леса и кустарников.

Изменение рельефа местности в процессе строительства оказывает влияние на биогеоценозы, процессы естественной миграции животных, эволюционное развитие гидрогеологических, климатологических и других естественных процессов.

Загрязнение почвы отходами, горюче-смазочными материалами, продуктами сгорания транспортного топлива приводит к изменению свойств грунта, увеличению его плотности, к снижению водо- и воздухопроницаемости и в конечном счете к стимулированию процессов эрозии почвы.

Сильное воздействие на почву оказывает тяжелая строительная техника, особенно при движении вне дорог с твердым покрытием. Почва в результате этого уплотняется, в ней изменяется режим водо- и газообмена, развиваются процессы эрозии.

Анализ статистических данных говорит о том, что при строительстве газопровода 75 % участвующих в данном процессе земель испытывают сильное, иногда необратимое механическое воздействие; на 15 % земель происходит полное уничтожение растительности; 7 % земель подвергаются интенсивному химическому загрязнению.

2.2. Воздействие на атмосферный воздух

Основным видом воздействия в период строительства газопровода на состояние воздушной среды является загрязнение атмосферного воздуха выбросами различных веществ. Они образуются при работе строительной техники, автотранспорта, передвижных дизельных электростанций; при сварочных работах, газовой резке металла, нанесении лакокрасочных покрытий и т. п.

В процессе заправки топливных баков строительной техники и автомобилей происходит выделение в атмосферу паров нефтепродуктов. В основном испарению подвержен автомобильный бензин, имеющий низкую температуру кипения; дизельное топливо испаряется намного меньше. При работе двигателей внутреннего сгорания техники и автотранспорта в атмосферу с отработавшими газами поступают оксид и диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, углеводороды (в том числе бенз(а)пирен, формальдегид) и другие загрязняющие вещества. В процессе сварочных работ, производимых при укладке трубопровода и монтаже оборудования, в атмосферу выделяются оксид железа, марганец и его соединения, неорганическая пыль (на 20–70 % состоящая из оксида кремния SiO_2), газообразные фториды, оксиды азота и углерода. При проведении покрасочных и изоляционных работ в воздух выбрасываются диметилбензол, метилбензол и другие газообразные вещества. При погрузке, выгрузке и использовании сыпучих материалов (песок, щебень) в воздух попадают взвешенные вещества.

Также возможны выбросы в атмосферу и самого природного газа, в том числе его основного компонента — метана (например, при врезке перемычек между проектируемым и существующим газопроводами — через свечи, расположенные на отключающих краях действующего газопровода).

Таким образом, в атмосферный воздух на этапе строительства линейной части МГ выбрасывается около 25–30 основных загрязняющих веществ, из них многие обладают эффектом суммации воздействия (см. часть 1 данного пособия, подгл. 3.2). Объемы выбрасываемых веществ изменяются в зависимости от видов проводимых операций и используемого в данный момент времени оборудования. Местонахождение источников выбросов меняется по мере того, как строительная техника перебрасывается с одной площадки на другую вдоль трассы прокладываемого газопровода.

2.3. Воздействие на подземные и поверхностные воды

К основным процессам, негативно влияющим на поверхностные воды на этапе строительства объектов газопровода, можно отнести следующие:

- нарушение поверхностного стока и берегов рек в результате сооружения переходов через водные объекты или изменения существующего русла водотока;
- забор воды для проведения промывок и гидроиспытаний газопроводов с последующим обратным сбросом загрязненных вод в водоемы;
- загрязнение поверхностных вод горюче-смазочными материалами (ГСМ) при движении автотранспорта через водотоки или вблизи них;
- загрязнение водной среды в результате выноса загрязняющих веществ с территории строительства в водотоки;
- земляные работы на береговых участках (разработка и засыпка траншей, устройство подъездных дорог, дамб, насыпных или намывных площадок для монтажа и т. п.);
- сброс сточных вод от временных жилых поселков строителей;
- захламление русла рек бытовыми и производственными отходами (остатками древесины, кусками труб и др.).

Наиболее значительное воздействие при строительстве оказывается на гидрологический и геоморфологический режим в результате сооружения переходов через водные объекты и проведения вблизи них земляных работ.

Пересечение реки газопроводом может производиться траншейными и бестраншейными способами. Траншейный метод строительства является одним из самых распространенных. Он включает в себя подводную разработку траншеи специальной землеройной техникой с последующей укладкой туда подготовленного трубопровода. Основным недостатком данного метода является большой объем работ и значительный экологический ущерб: нарушается рельеф и структура дна водоема, в дальнейшем происходит его заиливание; изменяется русло водотока; увеличивается мутность воды; наблюдается интенсивное влияние на флору и фауну.

В настоящее время широкое распространение получили бестраншейные методы строительства подводных переходов магистральных трубопроводов: направленное бурение, микротоннелирование

и др. Метод наклонного бурения предполагает бурение скважины с последующей протяжкой трубы в нее. Метод микротоннелирования основан на строительстве тоннеля с помощью дистанционного управляемого проходческого щита. При использовании бестраншейных технологий уменьшается неблагоприятное воздействие на гидрологию водоемов, на их флору и фауну, а также повышается эксплуатационная надежность трубопровода за счет снижения риска аварийных ситуаций.

Однако и в том и в другом случае при строительстве трубного перехода идет интенсивное воздействие на береговую линию, загрязнение водоема ГСМ отходами от резки и сварки металла, другими технологическими отходами.

Загрязнение поверхностных вод также происходит в результате выноса загрязняющих веществ с территорий площадок строительства с ливневыми сточными водами. В сточных водах могут содержаться соединения железа, меди, нитраты, фенолы и другие вещества. Также идет загрязнение водных объектов остатками строительного мусора. Для предотвращения загрязнения образующиеся хозяйственно-бытовые сточные воды следует собирать в специализированные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения. Строительные отходы необходимо временно складировать на специально подготовленных площадках, а затем своевременно вывозить их на полигоны ТБО либо на период строительства следует предусматривать использование различных мобильных установок утилизации отходов.

Основными источниками негативного воздействия на подземные воды на этапе строительства трассы проектируемого газопровода и сопутствующих площадных объектов могут являться:

- подземная прокладка трубопровода;
- работы по сооружению заглубленных фундаментов площадных объектов;
- забор подземных вод на производственные и хозяйственно-бытовые нужды;
- проникновение в подземные источники загрязняющих веществ, в том числе ГСМ, с территорий поселков строителей и строительных площадок.

Различные подземные работы, интенсивный забор воды для гидроиспытаний могут приводить к последующему изменению ус-

ловий питания водоносных горизонтов, в частности к изменению соотношения между приходом и расходом воды в горизонте. Просачивание сточных вод, ГСМ в водоносные слои приводит к изменению качества подземных вод, дальнейшему выносу загрязняющих веществ в поверхностные водоемы, что существенно меняет условия обитания там флоры и фауны, снижает возможность использования воды данных объектов на хозяйственно-бытовые нужды, увеличивает затраты на очистку воды перед ее использованием.

2.4. Воздействие на растительный и животный мир

Воздействие на животный и растительный мир на этапе строительства проявляется, в первую очередь, через изменение видового разнообразия, возрастной и половой структуры популяций, трофической структуры сообществ.

В процессе земляных работ растительность в зоне строительства обычно деформируется или полностью уничтожается. Производится вырубка леса и кустарников, уничтожается (в лучшем случае снимается и складывается) верхний плодородный слой земли вместе с имеющейся на нем травянистой растительностью. После окончания строительства на таких землях активно развиваются эрозионные процессы, что делает естественное восстановление растительного покрова без проведения специальных мероприятий вообще невозможным.

Происходит изменение видового состава травянистых растений: сокращается численность полезных видов — лекарственных, медоносных, пищевых; на полосах отчуждения после строительства начинают интенсивно расти такие сорные растения, как крапива, лопух, дурман. Прокладка трасс через лесные сообщества способствует вытеснению тенелюбивых форм (кедр, ель, пихта) и интенсивному размножению светолюбивых видов (сосна, лиственница).

Проведение строительных и монтажных работ увеличивает риск возникновения пожаров на лесных территориях, что приводит к практически полному уничтожению растительности и гибели животных. На выгоревших участках формируются вторичные биоценозы с другим видовым составом.

При прокладке газопроводов также производится интенсивное уничтожение таких биоценозов, как болота. Особенно активно этот процесс идет при освоении северных месторождений газа, где болота покрывают значительную часть территории. Болото — это

сложный природный комплекс, характеризующийся избыточным увлажнением, специфической влаголюбивой растительностью и накоплением органических остатков в виде торфа или ила. Болотные экосистемы обладают повышенным видовым разнообразием, поскольку часто расположены на границах между другими типами экосистем. Биосферная роль болот заключается в фиксации части атмосферного углерода, что смягчает парниковый эффект; в накоплении пресной воды и ее перераспределении. Болота являются источником многих незаменимых ресурсов, включая торф и лекарственное сырье.

Осушение болот в процессе строительства приводит к быстрой деградации земель, торфяным пожарам, потере биологического разнообразия, нарушению круговорота углерода и, как следствие, усилению парникового эффекта.

Техногенное воздействие на животный мир строящимися объектами газовой отрасли обычно распространяется на значительные расстояния от места их расположения. Видовой состав и численность популяций животных тесно связаны с характером растительности на рассматриваемой территории, количеством пищи, состоянием водоемов. Поскольку, как описано выше, происходит осушение болот, вырубка леса, изменение гидрологического режима рек, то условия существования животного мира также изменяются.

В целом воздействие на животный мир можно свести к следующим видам:

- уничтожение биоценозов, являющихся местом обитания различных видов животных;
- гибель животных при проведении строительных работ, при движении автотранспорта и строительной техники;
- химическое воздействие в результате загрязнения почвы, поверхностных и грунтовых вод различными токсичными веществами (нефтепродукты, бытовые стоки, химические реагенты, краски и т. д.);
- физическое воздействие в виде ярких источников искусственного света (особенно в ночное время) и повышенного уровня шума от работающих агрегатов и машин;
- чрезмерная добыча некоторых видов животных;
- причинение беспокойства в результате присутствия людей в природных местах обитаниях, что особенно ощутимо сказывается в период размножения животных.

Изъятие земель под строительство объектов и сооружений может приводить к полному исчезновению на данных территориях позвоночных и большинства беспозвоночных животных. В результате проведения работ по подготовке территории трассы газопровода могут быть частично уничтожены места обитания и некоторых видов птиц, встречающихся в рассматриваемом районе. И только почвенные организмы сохраняют способность к существованию под зданиями и сооружениями, хотя видовой и количественный состав их тоже сильно обедняется.

Многократное интенсивное движение тяжелой строительной техники вне дорог с твердым покрытием приводит к уничтожению растительного покрова. Особенно интенсивно этот процесс идет в тундровых зонах. Сегодня ореолы загрязнения вокруг промышленных объектов в тундре в десятки и сотни раз превышают территории самих объектов. В одном Ямало-Ненецком автономном округе нефтяниками и газовиками за последние годы загублено свыше 60 млн гектаров ягельника — главного корма северных оленей*. Ученые считают, что для восстановления растительного покрова этих территорий понадобится 100–150 лет.

Существенное влияние на состояние животного мира при строительстве оказывает фактор беспокойства, вызванный присутствием большого количества работающей техники и людей, появлением шумовых и электромагнитных полей, вибраций. В процессе строительных работ численность и видовое разнообразие фауны в пределах площадок строительства обычно сильно сокращается. Большинство млекопитающих, некоторые виды птиц (куропатка, тетерев и др.) покидают зону проведения строительных работ и перемещаются на близлежащие территории. При этом миграция животных и птиц из зоны строительства вызывает уплотнение популяций соответствующих видов в заселяемых биоценозах и, как следствие, обострение конкурентной борьбы. По мере уменьшения фактора беспокойства часть животных возвращается на старые места обитания, но полностью видовой и численный состав, как правило, не восстанавливается.

Создание в лесных массивах просек для прокладки газопроводов ограничивает пути миграции ценных охотничье-промысловых животных (лось, медведь и др.).

* Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / под ред. Земенкова Ю.Д. М. : Инфра-Инженерия, 2006. 928 с.

Попадание загрязняющих веществ в почвенно-растительный покров при строительстве газопровода возможно с выбросами токсичных веществ (в том числе продуктов сгорания топлива) при работе оборудования и строительной техники, а также в случаях утечки горюче-смазочных материалов в местах ее базировки. Загрязнение биоценозов вызывает различные заболевания и гибель животных, у растений сокращается вегетация, снижается годичный прирост.

Ущерб, наносимый водным биоресурсам при производстве работ в руслах водотоков, включает в себя гибель некоторых видов рыб и зоопланктона в результате загрязнения водоема, временную потерю мест обитания и нереста различных видов рыб. Наиболее интенсивная гибель мелких водных биоресурсов (фитопланктон, зоопланктон) наблюдается при выполнении работ по выемке грунта и обратной его засыпке после укладки трубопровода, при заборе воды на гидроиспытания. Шум от работы строительных механизмов может отпугивать обитателей водоема от района производства работ и приводить к перераспределению популяции в районе строительства газопровода.

При прокладке морских участков газопроводов также происходит изменение рельефа дна, взмучивание донных осадков, что приводит к загрязнению морской воды взвешенными частицами. При этом наиболее значимое воздействие испытывают донные сообщества и различные виды планктона.

Шумовое и вибрационное воздействие от трубоукладочных судов, земснарядов и других механизмов, локальное воздействие ударных волн при проведении взрывных работ на скальных участках оказывает отпугивающее и беспокоящее воздействие на морских млекопитающих. Образующиеся на судах-трубоукладчиках различные отходы (обрезки труб, огарки электродов, бытовые отходы и др.) при ненадлежащей утилизации могут служить источником загрязнения морской среды.

3. Воздействие на окружающую среду при эксплуатации магистрального газопровода

В период эксплуатации МГ его влияние на окружающую среду будет не таким активным, как при строительстве, зато будет носить постоянный, долговременный характер, обусловленный продолжительностью использования газопровода.

К основным видам воздействия можно отнести:

- химическое загрязнение атмосферы;
- термическое воздействие газопровода;
- образование отходов при различных ремонтных работах.

3.1. Загрязнение атмосферного воздуха

Химическое загрязнение атмосферного воздуха при эксплуатации МГ обусловлено следующими процессами:

- утечками газа через негерметичные соединения трубопроводов, через запорную арматуру, а также через микротрещины и свищи в самой трубе;
- стравливанием больших объемов природного газа в атмосферу при аварийных ситуациях, сопровождающихся повреждением газопровода, или при проведении на трубопроводе ремонтных и строительных работ;
- выбросами загрязняющих веществ — продуктов сгорания природного газа, что имеет место при аварийных разрывах труб с последующим возгоранием газа.

Выбросы природного газа при плановых ремонтных работах на конкретном участке газопровода осуществляются через специальные свечи, носят кратковременный залповый характер и происходят достаточно редко. Гораздо чаще имеет место аварийный выброс природного газа, связанный с отказом на линейной части газопровода. Под отказом понимают любое событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Отказы газопроводов могут быть вызваны использованием некачественных материалов; коррозией материала трубопроводов; нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации и др.

Проведенный литературный обзор по анализу причинности аварийных ситуаций в системе магистральных трубопроводов позволил выявить основные группы факторов, по которым исследователи классифицировали причины аварий и отказов.

По данным И. М. Комлева [18] основные причины аварий на МГ России за последние десятилетия следующие:

- брак строительно-монтажных работ (22–32 %);
- механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах (17–19 %);

- нарушения материалов и конструкций, вызванные их длительной эксплуатацией (15 %);
- коррозия (12–29 %);
- нарушение правил эксплуатации и ошибки персонала (5 %);
- металлургические дефекты труб (9–12 %);
- природные и стихийные явления (7–10 %).

Причины возникновения отказов на линейной части МГ согласно данным [10]:

- дефекты труб и заводского оборудования — 12,4 %;
- брак строительно-монтажных работ — 25,8 %;
- нарушение правил эксплуатации — 5,9 %;
- коррозия — 26 %;
- механические повреждения — 21 %;
- стихийные бедствия — 4,2 %;
- прочие — 4,7 %.

Как видно, процентное соотношение причин аварий по данным различных источников немного отличается. Но основными причинами, способствующими возникновению аварийных разрывов газопроводов, всегда являются: исходные (доэксплуатационные) дефекты материалов; развитие коррозионных процессов; механические повреждения труб; брак строительно-монтажных работ.

По статистике наиболее часто к аварийным ситуациям приводит коррозия материала труб. Большая часть магистральных газопроводов России имеет подземную схему прокладки. На подземные трубопроводы всегда воздействуют коррозионно-активные грунты, поэтому для защиты его поверхность покрывают специальной изоляцией. В процессе эксплуатации под действием внешних вредных факторов защитное покрытие разрушается, кроме того, часто имеют место дефекты и в самом покрытии.

При нарушении изоляции материал трубы вступает в контакт с грунтом, в котором содержатся влага, соли, кислоты, щелочи, органические вещества, вредно действующие на стенки стальных труб. Также на металл оказывают воздействие почвенные микроорганизмы, в частности сульфатвосстанавливающие почвенные бактерии, выделяющие вещества, которые способствуют быстрому разрушению труб. Под воздействием коррозии металла уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций на МГ (появлению трещин, свищей, разрывам труб). Также

коррозия металла может происходить и внутри трубы вследствие нахождения примесей в транспортируемом газе, влаги и сероводорода.

Интенсивность коррозионных процессов зависит от материала трубы (марки стали), конструкции трубы, свойств грунта. Значительно увеличивает риск аварийных ситуаций возраст газопровода. По статистике 50 % аварий происходит на газопроводах старше 20–25 лет [44]. Основная часть газотранспортной системы РФ была построена в 70–80 годы прошлого века. К настоящему времени износ основных фондов линейной части магистральных газопроводов составляет более 55 %. В табл. 2 приведена структура магистральных газопроводов на территории России по состоянию на 31 декабря 2013 года согласно отчету Газпром *. Из анализа данных таблицы следует, что вероятность аварийных ситуаций на газопроводах России очень высока.

Таблица 2

Структура магистральных газопроводов России

Срок эксплуатации магистрального газопровода	Протяженность, тыс. км	Доля, %
10 лет и менее	21,084	12,5
11–20 лет	20,016	11,8
21–30 лет	56,529	33,5
31–40 лет	41,703	24,7
41–50 лет	19,701	11,7
Более 50 лет	9,861	5,8
ИТОГО	168,894	100,0

Помимо выбросов природного газа при авариях, которые имеют разовый, кратковременный характер, имеются источники его постоянного поступления в атмосферу. К ним относятся утечки. Утечки — это неорганизованная эмиссия природного газа, поступающая в атмосферу в результате нарушения герметичности оборудования, отсутствия или неудовлетворительной работы оборудования по отсосу газа в местах загрузки, выгрузки или хранения продукта.

Основные причины и источники утечек от технологического оборудования объектов ОАО «Газпром» приведены ниже:

- разгерметизация оборудования в эксплуатационных условиях. Источники утечек: фланцевые, муфтовые, резьбовые и сварные соединения, сальниковые уплотнения;

* URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/reliability>

- пропуски запорных и регулирующих органов арматуры. Источники утечек: запорный орган арматуры (например, свечной кран в положении «закрыто»), шпиндель (шток) арматуры, сальниковые уплотнения, трубки набивки смазки;
- аварийное повреждение оборудования, арматуры и трубопроводов. Источники утечек: свищи, трещины, разрывы, сквозные повреждения из-за коррозии.

Проведенные исследования по дистанционному и контактному обнаружению утечек газа [16] показали, что объем выбросов метана отдельными узлами зависит от вида узла, его технического состояния и уровня эксплуатации и может отличаться в десятки раз. Полученные фактические данные позволили вычислить эмиссионный фактор узла — среднюю удельную эмиссию метана узлом каждого типа. Зная примерное число узлов каждого типа в масштабах ЕСГ России можно оценить и суммарные потери природного газа на линейной части газопровода. Результаты проведенной оценки даны в табл. 3.

Таблица 3

**Выбросы природного газа отдельными узлами
линейной части МГ [17]**

Тип узла	Средний эмиссионный фактор узла, $\text{м}^3/(\text{г} \cdot \text{узел})$	Число узлов данного типа, тыс. шт.	Общий объем утечек через узлы данного типа, млн $\text{м}^3/\text{г}$.	Доля от общего объема утечек линейной части МГ, %
1	2	3	4	5
Шаровой кран	226	237	54	62,8
Запорный кран	13	158	2	2,3
Игольчатый кран	29	63	2	2,3
Фланец	44	434	19	22,1
Резьба	11	434	5	5,8
Другое	69	63	4	4,7
ИТОГО			86	100

Самым серьезным источником загрязнения атмосферного воздуха является выброс продуктов сгорания природного газа. Самопроизвольное возгорание газа при повреждении линейной части, хотя

и является редким явлением, приводит к значительным воздействиям на окружающую среду. Современные магистральные газопроводы большого диаметра и с высоким давлением в них представляют собой взрывопожароопасные объекты протяженностью в тысячи километров, разрушение которых всегда приводит к крупномасштабным экологическим катастрофам.

Статистический анализ отказов, происходящих на строящихся и действующих магистральных газопроводах, показал, что около 10 % из них происходило со значительным экологическим ущербом. Особо следует отметить опасность разрывов газопроводов, транспортирующих газ, содержащий сероводород и другие вредные соединения. Причем, при прочих равных условиях, загрязнение воздуха в районах Крайнего Севера, в отличие от средней полосы, оказывает более сильное воздействие на природу вследствие ее сниженных способностей к самовосстановлению и очищению.

В целом же следует отметить, что в процессе нормальной эксплуатации газотранспортной системы выбросы от линейной части газопровода практически отсутствуют. Основными постоянными источниками загрязнения на газотранспортной системе являются компрессорные станции, воздействие которых на окружающую среду будет рассмотрено ниже.

3.2. Термическое воздействие

Основные отечественные месторождения природного газа расположены в районах Западной Сибири и Крайнего Севера, поэтому трассы магистральных газопроводов на своем пути к потребителю неизбежно пересекают зоны вечной мерзлоты. С учетом этого весьма актуален и вопрос о термическом воздействии, вызывающем нарушение состояния как самого многолетнемерзлого грунта, так и проложенного в нем газопровода. Опыт эксплуатации подземных магистральных газопроводов в зонах вечной мерзлоты показывает, что тепловое воздействие является одним из основных факторов, резко снижающих эксплуатационную надежность этих ответственных инженерных сооружений.

Несмотря на относительно невысокие температуры эксплуатации, магистральный газопровод большого диаметра является мощным источником тепла, особенно для северных регионов России. Кроме того, в течение года меняются как внешние условия экс-

плутации (температура окружающей среды), так и по технологическим причинам температура транспортируемого газа. Поэтому в прилегающем к газопроводу грунте формируются неравновесные процессы тепломассопереноса, сложные в своем взаимодействии.

Особенно интенсивное термическое воздействие газопровода на грунт происходит в районах вечной мерзлоты. Грунты при температуре ниже 0 °С обычно обладают достаточно высокой прочностью и несущей способностью. Однако при повышении температуры многолетнемерзлого грунта даже до 0 °С происходит таяние содержащегося в грунте льда и нарушение прочностных связей между отдельными частицами грунта.

Поскольку температура транспортируемого газа обычно положительная (10–15 °С), постольку при взаимодействии газопроводов с многолетнемерзлыми грунтами в летний период времени происходит их оттаивание. Наиболее интенсивное термическое воздействие происходит в первые 3–5 лет эксплуатации горячего трубопровода. Экспериментальные исследования показывают, что глубина оттаивания под трубами газопровода в первый год эксплуатации доходит до 1,5–2 м. К четвертому году глубина оттаивания уже может достигать 3–4 м. Иногда ореолы оттаивания достигают в диаметре 10 м. После перехода в талое состояние многолетнемерзлые грунты многократно снижают свои несущие свойства, что приводит к осадке газопровода и его деформации.

В зимний период, когда температуры падают до отрицательных значений, сформировавшиеся ореолы оттаивания полностью промерзают, а в следующий летний период вновь оттаивают. При таком режиме на газопровод действуют значительные силы пучения, причем вертикальные перемещения в зимний период могут быть больше величины осадки в летний сезон, т. е. трубопровод постепенно выталкивается из грунта. Подобные воздействия приводят к образованию арок и гофров газопровода, вследствие этого возрастает риск возникновения аварийных ситуаций. К наиболее опасным с этой точки зрения относятся участки газопроводов на подходе к зданиям переключающей арматуры, где газопроводы переходят из подземной в надземную прокладку.

Для уменьшения влияния на грунт прокладку трубопроводов в северных районах обычно ведут в зимнее время. Однако разница

температур их укладки в зимний период и летней эксплуатации, которая достигает иногда 80 °С, также провоцирует потерю продольной устойчивости газопроводов. В результате возникают огромные осевые усилия, выталкивающие трубопровод на поверхность даже на пологих участках.

Одним из радикальных решений обеспечения продольной устойчивости газопровода является снижение температуры транспортируемого газа. Однако введение в действие установок искусственного охлаждения газа на тех месторождениях, где до этого в течение многих лет по газопроводам подавался теплый газ, показало, что переход на подачу холодного газа по таким магистралям также таит много сложностей. Усиленное промерзание грунта сопровождается формированием пучинных форм рельефа, при этом скорость пучения может достигать 10–15 см в год. При этом также возникают опасные деформации наземных сооружений, защемления труб, разрывы газопроводов. Поэтому перед сменой температурного режима газопроводов необходимо тщательно исследовать особенности грунта, в котором он проложен.

Термическое воздействие газопровода распространяется не только на состояние вечной мерзлоты. Помимо этого, на участках трасс магистральных газопроводов с нарушенным растительным покровом развиваются эрозионные процессы. Они протекают очень активно, особенно в районах песчаных и супесчаных грунтов. Скорость роста оврагов в этих грунтах в районах тундры и лесотундры может достигать до 15–20 м в год. В результате их формирования страдают инженерные сооружения, нарушается устойчивость зданий, наблюдаются разрывы трубопроводов, необратимо меняется рельеф и весь ландшафтный облик территории.

Термическое влияние на окружающую среду проявляется и при возгорании газа, которое часто сопровождается аварийными разрывами газопровода. Тепловое воздействие при пожаре влечет за собой значительное нарушение целостности почвенно-растительного покрова, происходит уничтожение лесных массивов, выгорание посевов на площадях в сотни гектаров, спекание грунта на глубину нескольких сантиметров. Радиус термического воздействия, определяющий зону полного поражения окружающего растительного покрова в очаге возгорания, составляет 30–600 м в зависимости от диаметра газопровода и масштабов аварии.

3.3. Образование отходов

При эксплуатации и ремонте линейной части МГ образуются отходы различного вида и класса опасности. Согласно стандарту организации ОАО «Газпром»^{*} можно выделить следующие виды отходов, образующихся при транспортировке газа по газопроводу:

- смазка типа солидола или литола, загрязненная механическими примесями, которая образуется в результате замены смазки при техническом обслуживании и ремонте запорной арматуры;
- смесь песка, глины, оксидов железа, тяжелых фракций углеводородов, которая образуется при очистке внутренней поверхности газопроводов при их техническом обслуживании и ремонте;
- отработанные паронитовые прокладки, содержащие листовой пористый материал из асбеста, каучук и наполнители;
- куски и крошка битумно-резиновой изоляции, которые образуются в результате очистки котлов варки битума и изготовления изоляции газопроводов;
- куски полиэтилена, полимербетона, которые образуются в результате замены изоляции газопроводов.

К основным видам отходов, образующихся при эксплуатации линейной части МГ, относятся: стружка и габаритный лом черных металлов, огарки электродов, отработанное масло, отработанные аккумуляторные батареи, изношенные автопокрышки, ТБО и т. п.

Все указанные виды отходы должны накапливаться на территории производственных площадок в специально оборудованных местах временного хранения, исключающих непосредственное неблагоприятное воздействие отходов на компоненты окружающей природной среды, и своевременно удаляться на специализированные полигоны и свалки.

Однако в случае неправильного хранения отходов возможно попадание токсичных веществ, содержащихся в перечисленных видах отходов, в почву и грунтовые воды.

^{*} Каталог отходов производства и потребления дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром». СТО ГАЗПРОМ 12–2005 [Электронный ресурс]. URL: http://www.znaytovar.ru/gost/2/STO_Gazprom_122005_Katalog_otx.html (дата обращения 01.12.2016).

4. Воздействие газокompрессорной станции (ГКС) на окружающую среду

Одним из основных объектов системы транспорта газа, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, являются компрессорные станции. Именно здесь сосредоточено наибольшее количество различного оборудования, предназначенного для обеспечения технологического процесса транспорта газа. В состав КС обычно входят объекты технологической зоны — газоперекачивающие агрегаты (ГПА) и связанные с ними технологические установки очистки газа, узлы сбора жидкости, охлаждения газа, емкости сбора конденсата и другие. Также имеется ряд вспомогательных объектов — дизельные электростанции, котельные, ремонтные мастерские и др. Каждый из этих объектов характеризуется своим специфическим влиянием на компоненты окружающей среды.

К основным видам воздействия КС можно отнести:

- изъятие ресурсов (земли, воды, воздуха, леса и др.);
- выбросы вредных веществ в атмосферу;
- сбросы загрязняющих веществ в водные объекты;
- образование токсичных отходов;
- воздействие на почву и недра;
- шумовое и тепловое воздействие;
- воздействие на здоровье и образ жизни населения;
- и др.

В результате такого воздействия КС изменяются параметры качества окружающей среды: концентрации вредных веществ в воде, воздухе и почве, уровень шума, показатели здоровья населения, характеристики популяций и биоценозов (численность особей, видовой состав, выживаемость и др.). Последствия для окружающей среды будут зависеть от параметров источника воздействия и чувствительности самой среды (т. е. места расположения источника).

4.1. Воздействие ГКС на атмосферный воздух

Эксплуатация газокompрессорных станций связана с воздействием на атмосферный воздух. По данным экологического отчета ОАО «Газпром» за 2014 г.^{*} в атмосферу от стационарных источников

^{*} URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/13/830510/gazprom-ecology-report-2014.pdf>

предприятий газового комплекса было выброшено 2797,63 тыс. т загрязняющих веществ (ЗВ), из них:

- углеводороды (включая метан) — 1398,5 тыс. т;
- оксид углерода — 546,9 тыс. т;
- оксиды азота — 313,1 тыс. т;
- диоксид серы — 289,3 тыс. т;
- прочие вещества — 249,8 тыс. т.

Для определения наиболее значимых направлений воздействия и классификации загрязняющих воздух веществ рассмотрим основные технологические операции, связанные с выбросами в атмосферу.

Очистка технологического газа от твердых частиц и конденсата перед компримированием. Наличие различных примесей в газе приводит к износу газопровода, запорной арматуры, колес центробежных нагнетателей ГПА, способствует образованию кристаллогидратов в газопроводе и аппаратах. Поэтому, для предотвращения эрозионного износа и повышения надежности транспорта газа, на КС перед компримированием осуществляется очистка газа. Для этих целей используются аппараты очистки технологического газа — масляные или циклонные пылеуловители и фильтры-сепараторы.

Масляные пылеуловители работают по принципу мокрого улавливания пыли, песка и других твердых частиц. При этом удаляемые примеси смачиваются жидкостью (маслом) и вместе с ней сепарируются из потока газа. Очищенный газ поступает в газопровод, а загрязненное масло скапливается в нижней части пылеуловителя, откуда его удаляют в отстойник с помощью периодической продувки природным газом.

В циклонных пылеуловителях отделение примесей происходит за счет сил инерции, возникающих в цилиндрической части аппарата при тангенциальном вводе туда очищаемого газа. Под действием центробежной силы твердые примеси и капли жидкостей отбрасываются к периферии аппарата, осаждаются на стенке, стекают по ней и скапливаются в нижней конической части, откуда периодически удаляются в емкость для сбора конденсата также путем продувки природным газом.

Более низкая эффективность очистки циклонных пылеуловителей по сравнению с масляными вынуждает ставить за ними филь-

тры-сепараторы. В них газ пропускается через тонкий слой специально обработанного стекловолокна. Работа фильтра-сепаратора тоже требует периодической продувки для удаления накопившихся примесей в конденсатосборник.

Таким образом, скапливающиеся во всех этих аппаратах продукты очистки газа (конденсат и шлам) периодически удаляются в емкости для сбора конденсата либо в шламособорники путем продувки природным газом, при этом происходит выброс определенного количества природного газа в атмосферу.

К основным факторам, определяющим объем потерь газа при продувках пылеуловителей, относятся:

- технологическая схема продувки пылеуловителей (открытая, закрытая);
- вид продувки (ручная, автоматическая);
- рабочее давление газа в пылеуловителях;
- частота и продолжительность продувок.

Существует две основные технологические схемы продувки узлов очистки газа:

- открытая, при которой газ непрерывно стравливается в атмосферу через свечной трубопровод в течение всего времени продувки при постоянном перепаде давления между узлом очистки и конденсатосборником;
- закрытая, при которой продувка осуществляется в конденсатосборник с закрытым свечным трубопроводом. Перепад давления газа между узлом очистки и конденсатосборником уменьшается в течение всего времени продувки и, следовательно, уменьшается расход газа, продуваемого через дренажный трубопровод в конденсатосборник. После окончания продувки узла очистки газ с остаточным давлением выбрасывается из конденсатосборника в атмосферу.

Наибольшие потери природного газа имеют место при осуществлении ручной продувки в открытую емкость. Применение автоматической продувки в закрытую емкость позволяет ограничиться только потерями газа, растворенного в конденсате, однако само качество продувок значительно ухудшается из-за снижения перепада давлений на дренажной линии.

Частота продувок зависит от качества транспортируемого газа и имеет широкий диапазон: от 1 раза в неделю до 8 раз в сутки.

С увеличением рабочего давления газа в пылеуловителях потери газа также возрастают.

Подготовка топливного и пускового газа. Система подготовки топливного и пускового газа среди прочих включает в себя процедуры очистки газа от механических и жидких примесей, осушку, а также подогрев и поддержание в заданном диапазоне в автоматическом режиме температуры топливного и пускового газа перед подачей его в камеру сгорания и на пусковое устройство (турбодетандер).

Очистка газа осуществляется в специальных циклонных пылеуловителях и фильтрах-сепараторах, работа которых, как было описано выше, требует периодической продувки, что приводит к выбросам природного газа в атмосферу.

Подогрев газа осуществляется с целью обеспечить устойчивую работу узла редуцирования (снижения давления) пускового и топливного газа и не допустить его промерзания, которое может нарушить устойчивую работу системы регулирования ГТУ. Температура топливного и пускового газа повышается в подогревателях либо за счет использования тепла выхлопных газов ГПА, либо за счет непосредственного сжигания природного газа в камере сгорания огневого подогревателя. И в том и в другом случае происходит выброс в атмосферу продуктов сгорания природного газа.

Компримирование природного газа. Компримирование (повышение давления) природного газа для транспортировки его по магистральному газопроводу является основной технологической операцией на КС. Компримирование производят на компрессорных станциях с помощью различных газоперекачивающих аппаратов. По типу нагнетателей различают поршневые газомоторные компрессоры (газомотокомпрессоры) и ГПА с центробежными нагнетателями; по типу привода — ГПА с газовым двигателем внутреннего сгорания (газомоторные двигатели), с газотурбинным приводом, с электроприводом. ГПА с газотурбинным приводом, в свою очередь, подразделяются на агрегаты со стационарной газотурбинной установкой (ГТУ) и с приводами от газотурбинных двигателей авиационного и судового типов.

Наибольшее воздействие на окружающую среду оказывает эксплуатация на компрессорных станциях газотурбинных приводов, поскольку на топливный газ таких агрегатов приходится до 80 % от общего расхода на собственные технологические нужды. Поступление загрязняющих веществ в атмосферу происходит при пуске, в период эксплуатации и при останове ГПА.

При пуске ГПА имеет место кратковременный залповый выброс природного газа в атмосферу из свечи турбодетандера (пусковой газ, используемый на работу турбодетандера и продувку контура нагнетателя).

Основными организованными источниками выбросов ЗВ при работе ГПА являются выхлопные трубы (шахты), через которые в атмосферу поступают продукты сгорания природного газа, сжигаемого в камере сгорания ГТУ. К ним относятся оксиды азота, оксиды углерода, углеводороды, в том числе бенз(а)пирен, и другие вещества. Более подробно состав продуктов сгорания различных топлив и их негативное воздействие на окружающую среду и человека будет рассмотрено ниже, в подгл. 4.3 и 4.4.

Загрязняющие вещества при работе ГПА также поступают в атмосферу из дегазатора масла системы уплотнения нагнетателя. В дегазаторе происходит самопроизвольное выделение метана и других углеводородов, растворенных в масле, которые поступают из системы уплотнения вала нагнетателя, за счет разности давления в нагнетателе (до 75 атм) и дегазаторе, находящемся под атмосферным давлением.

От маслобаков ГТУ и нагнетателей, в которых циркулирует нагретое в ГТУ и нагнетателе масло, через воздушник нагнетателя выделяются в атмосферный воздух пары масла.

При останове ГПА производится так называемая разгрузка «малого контура», т. е. выброс в атмосферу газа из участков газопроводов, примыкающих к нагнетателю, через свечу «малого контура» (свеча стравливания газа из контура нагнетателя). Через свечу пуска и стравливания газ в атмосферу выбрасывается эпизодически, в зависимости от режима работы объектов компрессорного цеха и времени работы агрегата.

Таким образом, основные ЗВ, образующиеся в процессе компримирования газа, можно свести в табл. 4.

Таблица 4

Оборудование	Источник выброса	Вещества
ГПА	Выхлопная труба	Диоксид азота NO_2 , оксид азота NO , оксид углерода CO , метан CH_4
	Свеча турбодетандера	Метан, сероводород H_2S , одорант
	Свеча маслобака	Масло минеральное (пары)
Дегазатор масла	Сбросная свеча дегазатора	Метан, сероводород, одорант, масло минеральное (пары)
Газопровод «малого контура»	Свеча стравливания	Метан, сероводород, одорант

Помимо основных технологических операций, связанных с подготовкой и транспортировкой газа по газопроводу, на окружающую среду оказывают воздействие и различные вспомогательные действия, без которых работа КС также невозможна. Рассмотрим наиболее значимые из них.

Прием и хранение нефтепродуктов (минеральные масла, дизельное топливо, бензин). Хранение нефтепродуктов на КС осуществляется на складах горюче-смазочных материалов (ГСМ), обычно распределенных по цехам. Выброс паров нефтепродуктов в атмосферу происходит из дыхательных клапанов резервуаров хранения, а также из вентиляционных систем помещений складов ГСМ и маслохозяйств. Основной объем выбросов вредных веществ в атмосферу от испарения нефтепродуктов в резервуарах происходит за счет вытеснения газовой смеси из резервуара в процессе его заполнения.

Количество вредных веществ в газовой смеси зависит от вида нефтепродукта и температуры самого продукта и газовой смеси. Также количество выбросов будет зависеть от оснащенности резервуаров техническими средствами сокращения потерь на испарение и режима эксплуатации резервуаров.

Выработка электроэнергии на резервных электростанциях. Электроснабжение действующей ГКС обычно осуществляется от внешних источников питания по воздушным ЛЭП. Но суще-

ствуют районы, где центральное электроснабжение отсутствует из-за сложных климатических условий или экономически неоправданно. Для автономного электроснабжения, а также для бесперебойного электроснабжения при возможном отключении внешнего электропитания должны быть предусмотрены резервные источники — дизельные или газотурбинные электрогенераторы. Работа электрогенераторов требует сжигания используемого в данном устройстве топлива (дизельного топлива, природного газа) и сопровождается выбросом в атмосферу продуктов сгорания этого топлива. Продукты сгорания поступают в атмосферу через выхлопные устройства агрегатов. В состав продуктов сгорания, в зависимости от вида топлива, могут входить оксиды азота, оксиды углерода, сажа, оксиды серы, углеводороды и другие вещества.

Хранение метанола. Газ, поступающий из скважин, всегда содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Жидкая фаза извлекается сепараторами различной конструкции. Содержание паров воды снижается с помощью установок осушки газа на головных сооружениях. Однако при низком качестве осушки газа в газопроводе конденсируется влага и образуются кристаллогидраты (напоминающие внешним видом снег или лед), в результате чего снижается его пропускная способность.

На магистральных газопроводах как для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок, так и в целях предупреждения гидратообразования чаще всего применяют метиловый спирт (метанол), являющийся очень ядовитым веществом и требующий аккуратного обращения.

Хранение метанола осуществляется на специализированном складе в герметично закрытых резервуарах. Выбросы паров метанола происходят только при заполнении резервуаров: поступающая жидкость вытесняет из резервуаров паровоздушную смесь, которая через патрубки дыхательных клапанов попадает в атмосферу.

Зарядка аккумуляторов. При аварийном отключении электроснабжения цеха КС происходит, как уже было сказано, переход на резервные источники электропитания. На время переключения для питания постоянным током КИП, аварийного освещения и аварийных насосов смазки ГПА на КС устанавливают аккумуля-

ляторные батареи кислотного типа. Батареи находятся в специальных помещениях (аккумуляторных), оборудованных вентиляцией.

Свинцово-кислотные аккумуляторные батареи требуют периодического обслуживания: проверки уровня и плотности электролита и при необходимости его долива; периодической подзарядки. При перезарядке кислотных аккумуляторов происходит выделение паров серной кислоты, которые удаляются из помещения в атмосферу через систему вытяжной вентиляции.

При эксплуатации щелочных аккумуляторов выделения загрязняющих веществ не происходит.

Выработка тепловой энергии в котельных. Топливом для котельных компрессорных станций обычно является природный газ. При работе котлоагрегатов в атмосферу из дымовых труб поступают продукты его горения, состав которых будет подробно рассмотрен в следующих подглавах.

Ремонтные работы. В процессе эксплуатации компрессорной станции приходится периодически производить различные работы по ремонту оборудования, в том числе механическую обработку металла, сварку и др.

Работы по механической обработке металла проводятся в помещениях мастерских, при этом через вентиляционную систему в атмосферу выделяется абразивная и металлическая пыль, оксиды железа.

При деревообработке в атмосферу выбрасывается древесная пыль.

В результате проведения сварочных работ на газопроводе и сварочных постах в воздух выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят различные металлы (железо, марганец, кремний, хром и др.), а также фтористый водород, озон, окись углерода, окислы азота. Количество и состав образующихся веществ зависят от химического состава сварочных материалов, свариваемых металлов, способов и режимов сварки.

Утилизация отходов производства. Основными отходами производства являются продукты очистки газа, отработанное масло и промасленная ветошь.

Обычно продукты очистки газа, накапливающиеся в емкостях для сбора конденсата, утилизируют на специальных предприятиях. Но зачастую на компрессорной станции происходит скапливание продуктов очистки в больших количествах, т. к., из-за удаленности местонахождения компрессорной станции от города, суровых климатических условий в зимний период, отсутствия дорог необходимого качества в распутицу, заинтересованные предприятия не всегда могут произвести вывоз данного продукта. Имеющиеся мощности компрессорной станции не могут накапливать продукты очистки в больших количествах, и встает вопрос об их утилизации на самой компрессорной станции.

С целью утилизации производится сжигание жидких отходов очистки газа на горизонтальном факельном устройстве (ГФУ). Ветошь, используемую для протирки оборудования, транспортных средств, сжигают в специальной открытой емкости, совместно с этим может осуществляться сжигание продуктов очистки газа, утилизация которых на ГФУ невозможна. При этом в атмосферу поступают различные продукты сгорания, в том числе оксида азота, оксиды углерода, оксиды серы, углеводороды, канцерогены.

Работа двигателей внутреннего сгорания автотранспорта. При проведении технического обслуживания и ремонта автомобилей и спецтехники, во время работы двигателей автотранспорта в атмосферу выбрасываются продукты сгорания автомобильных топлив (бензина, дизельного топлива), в том числе углерода оксид, азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, сажа, бензин, керосин.

Проанализировав перечисленные выше технологические операции, все выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сопровождающие работу КС, можно разбить на 3 группы:

- 1) выбросы природного газа (в том числе его основного компонента — метана);
- 2) выбросы продуктов сгорания природного газа и других видов топлив;
- 3) выбросы других загрязняющих веществ (пары метанола, минеральных масел и топлив; одорант; абразивная и металлическая пыль и др.).

Наибольшее воздействие оказывают вещества 1 и 2 групп. Далее это воздействие будет рассмотрено более подробно.

В целом работа КС сопровождается выбросом в атмосферу порядка 20 наименований основных загрязняющих веществ, в том числе 4 групп веществ, обладающих эффектом суммации. При работе в штатном режиме наибольшее воздействие на качество воздуха оказывают выбросы ГПА. На их долю приходится по объему около 98–99 % всех валовых выбросов в атмосферу от стационарных источников КС.

Также все источники выбросов ЗВ в атмосферу можно разделить на организованные и неорганизованные. Под организованным понимается выброс, поступающий в атмосферу через специально сооруженные устройства: газоходы, воздухопроводы, дымовые и вентиляционные трубы, свечи, дыхательные клапаны резервуаров хранения веществ. Неорганизованным считается выброс, поступающий в атмосферу в виде ненаправленных потоков газа в результате нарушения герметичности оборудования, отсутствия или неудовлетворительной работы вентиляционных систем, испарений в местах загрузки-выгрузки топлива и других веществ и т. д.

Физико-химические характеристики организованных и неорганизованных выбросов определяются прежде всего особенностями технологических процессов, они могут быть «холодными» (выбросы при продувках технологического оборудования, сбросы через свечи, утечки природного газа) и «горячими» (выбросы продуктов сгорания топлив энерготехнологического оборудования и факелов).

От вида источника загрязнения атмосферы и его физико-химических характеристик будет напрямую зависеть способ организации контроля за выбросами и меры, принимаемые для снижения негативного воздействия.

4.2. Выбросы природного газа на КС

Количественные характеристики как организованных, так и неорганизованных выбросов природного газа (в том числе его основного компонента — метана) существенно отличаются для различных источников выделения на КС. Все потери природного газа можно разделить на три группы [17]:

- 1) технологические (плановые) выбросы при эксплуатации и ремонте оборудования — 79 %;
- 2) фугитивные выбросы (утечки) — 17 %;
- 3) аварийные выбросы — 4 %.

Технологические (плановые) выбросы включают в себя выбросы природного газа в атмосферу, связанные с постоянной, технологически необходимой работой оборудования и соответствующие стандартным условиям эксплуатации установок. К ним относятся выбросы из срабатывающих при определенном давлении предохранительных клапанов, турбодетандеров, дегазаторов и другого оборудования. Величины этих потерь определяются на основе технических параметров оборудования и могут быть проверены с помощью измерений или расчетов.

Основной объем плановых выбросов приходится на операции, выполняемые при пусках и остановах ГПА. Полный объем необходимого для пуска природного газа включает в себя затраты газа на запуск ГПА, на работу расширительной турбины турбодетандера, на продувку контура нагнетателя газа и работу кранов пневмопривода. Статистические значения выбросов природного газа (объем выбросов при пуске ГПА, м³, при 0 °С) при пуске различных типов ГПА [39] приведены ниже:

ГПА-Ц-6,3 С.....	93
Коберра-182; Коберра-16; ГПУ –16; ГПА-16 МГ; ГПА-16 МЖ; ГПА-Ц-16 С; ГПА-25 Р Днепр.....	140
Таурус-60	186
ГПА-Ц-6,3 А; ГПА-Ц-6,3 Б; ГПА-Ц-8 Б; ГПА-Ц-10 Б	233
ГПА-Ц-16 АЛ; ГПА-16 Р Уфа; ГПА-16 Нева; ПЖТ-21 С.....	280
ГПА-Ц-25; ГПА-25 НК; ГПА-Ц-25 НК; ГПА-25 Самара.....	326
ГПА-10 Урал; ГПА-12 Урал; ГПА-12 Р Урал; ГПА-16 Урал; ГПА-16 Р Урал	373
ГПА-Ц-16, ГПА-Ц-18.....	419
ГПА-Ц-6,3; ГПА-16 Волга.....	559
ГПА-25 Урал; ГПА-25 Р Урал	978
ГПУ-10	1072
ГТН-25	1351
ГТК-10; ГТК-10 М.....	1398
ГТК-10 И; ГТК-10 ИР	1537
ГТ-6-750; ГТН-6	1770
ГТК-25 И; ГТК-25 ИР; ГТНР-25 И	2190
ГТ-700-5; ГТК-5.....	2656
ГТН-25-1.....	2935
ГТНР-16.....	3867
ГТ-750-6; ГТ-750-6 М; ГТН-16; ГТН-16 М-1	3960

Технологические потери при останове ГПА включают в себя в основном природный газ, стравливаемый из контура нагнетателя. Ко-

личество стравливаемого газа зависит от геометрического объема полости нагнетателя и технологических коммуникаций. Усредненный объем выбросов газа, м^3 , (при 0 °С) при останове ГПА различных типов [39] приведен здесь:

Таурус-60	652
ГТК-10; ГТК-10 ИР; Коберра-182	699
ГТ-700-5; ГТК-5; ГТ-750-6; ГТ-750-6 М	745
ГТ-6-750; ГТН-6; ГПА-Ц-6,3; ГПА-Ц-6,3 А; ПА-Ц-6,3 Б; ГПА-Ц-8 Б; ГПА-Ц-10 Б; ГПА-Ц-6,3 С	885
ГТК-10; ГТК-10 М; ГПУ-10; ГПА-10 Урал; ГПА-12 Урал; ГПА-12 Р Урал,	1258
ГТК-25 И; ГТК-25 ИР; ГТНР-25 И	1631
ГПА-16 Урал; ГПА-16 Р Урал; ГТНР-16; ГТН-16; ГТН-16 М-1; ГПА-Ц-16; ГПА-Ц-18; ГПУ-16; ГПА-16 МЖ; ГПА-Ц-16 С; ГПА-16 МГ; Коберра-16 МГ; ГПА-Ц-16 АЛ; ГПА-16 Р Уфа; ГПА-16 Нева; ПЖТ-21 С; ГПА-16 Волга	2003
ГТН-25-1; ГПА-25 Урал; ГПА-25 Р Урал; ГПА-25 Р Днепр; ГПА-Ц-25; ГПА-25 НК; ГПА-Ц-25 НК; ГПА-25 Самара	2283
ГТН-25	3401

Если проанализировать средние значения технологических выбросов при пуске-останове ГПА (табл. 5), то будет видно, что наибольшие потери газа имеют место при работе турбодетандера и при стравливании газа из контура нагнетателя. Эти объемы составляют 95–97 % всех плановых потерь газа.

Таблица 5

**Средний расход газа по составляющим операций пуска
и останова ГПА [46]**

Наименование операции	Средний расход природного газа,	
	м^3	процент от общих затрат на пуск-останов
Расход газа на работу турбодетандера	4100	77,9
Расход газа на продувку контура нагнетателя	61	1,2
Объем газа, сбрасываемого из контура нагнетателя	1053	20,0
Расход импульсного газа в режиме пуска-останова	50	0,9
ИТОГО на пуск-останов	5264	100

Технологические потери природного газа также включают в себя эмиссию, связанную с периодически проводимыми мероприятиями по поддержанию работоспособности этих объектов. В основном это затраты природного газа на продувку аппаратов очистки газа (пылеуловители, фильтры-сепараторы). Годовые потери на продувку пылеуловителей на некоторых КС достигают миллионов кубических метров газа и, как уже было сказано выше (см. подгл. 3.1), определяются технологической схемой продувки пылеуловителей (открытая, закрытая); видом продувки (ручная, автоматическая); рабочим давлением газа в пылеуловителях; частотой и продолжительностью продувок.

Кроме этого, природный газ расходуется на проверку предохранительных клапанов, на продувку соединительных линий КИПиА, систем телемеханики и т. п. Однако общие затраты газа на эти нужды значительно меньше.

Практика эксплуатации газотранспортных систем показывает, что потери газа при ремонтных работах также велики, поскольку существующая система организации ремонтной службы магистральных газопроводов такова, что газ не откачивается из ремонтируемого участка трубопровода, а сбрасывается в атмосферу. Кроме того, в целом ряде случаев по соображениям техники безопасности газ выбрасывается в атмосферу и из соседнего участка газопровода, что приводит к еще большим и нерациональным потерям природного газа. Среднее количество газа, выбрасываемого только за один ремонт, в зависимости от размеров ремонтируемого участка трубопровода и давления газа в нем достигает значения порядка 0,4–0,5 млн м³. Среднегодовое число ремонтов составляет в среднем 12–15 на каждые 1000 км. Это означает, что на каждые 1000 км трасс в год теряется около 6–7 млн м³ газа.

Фугитивные выбросы — это постоянные, непреднамеренные утечки природного газа через неплотности арматуры и отверстия (свищи) в стенках трубы или оборудования КС. Величину этих выбросов практически невозможно оценить расчетным путем, точное значение может быть определено только путем проведения непосредственных измерений.

Источниками утечек на КС могут быть различные шаровые краны и задвижки, которые направляют и регулируют потоки газа. Утечки происходят по фланцевым и резьбовым соединениям, кото-

рые есть на всех узлах КС. Возможны утечки на предохранительных клапанах нагнетателей, пылеуловителей и аппаратов воздушного охлаждения газа.

Также фугитивные выбросы образуются в результате появления микротрещин, свищей на участках трубопроводов, пораженных коррозией, или в результате деформации трубопровода, что особенно актуально при размещении подземного трубопровода в северных регионах, в зоне вечной мерзлоты (см. гл. 1).

Большинство источников фугитивных утечек на элементах газопровода характеризуется небольшими потерями природного газа по сравнению с плановыми технологическими выбросами. Однако значительное в масштабах страны количество таких источников в итоге приводит к существенным потерям природного газа. Суммарный объем потерь природного газа при утечках только на КС ОАО «Газпром» составляет около 4 млрд м³ газа (около 1 % от объема добычи).

Основными причинами возникновения утечек метана являются: техническое состояние технологического оборудования; применение на отдельных КС устаревшей техники и технологий; физический износ оборудования. Усредненное распределение общей величины утечек по различным источникам следующее [17, 31]:

- уплотнения запорной арматуры по штоку — 10,9 %;
- фланцевые и резьбовые соединения — 2,7 %;
- предохранительные клапаны — 17,1 %;
- уплотнения свечной запорной арматуры — 45,2 %;
- уплотнения компрессоров — 16,5 %;
- другие источники — 7,6 %.

Из этих данных видно, что основная доля объемов потерь метана с утечками приходится на свечи.

Проведенные ранее исследования по дистанционному и контактному обнаружению утечек газа [16] позволили вычислить эмиссионный фактор узла (среднюю удельную эмиссию метана узлом каждого типа) и оценить суммарные потери природного газа на компрессорных станциях ЕСТ России. Полученные данные приведены в табл. 6.

Среднее значение удельного объема утечек составляет 2,7 м³/ч на 1 МВт рабочей мощности ГПА и 0,3 м³/ч на 1 км линейной части односточного МГ [1].

Таблица 6

**Выбросы природного газа отдельными узлами
газокompрессорной станции [16]**

Тип узла	Средний эмиссион- ный фактор узла, м ³ /(г. · узел)	Число уз- лов дан- ного типа, тыс. шт.	Общий объ- ем утечек через узлы данного типа, млн м ³ /г.	Доля от об- щего объе- ма утечек на КС, %
Запорный кран	4189	93	390	35,1
Фланец	1980	91	180	16,2
Свеча узлового крана	29 460	4	118	10,6
Шаровой кран	223	511	114	10,3
Свеча рецирку- ляции	21 330	4	85	7,7
Свеча топливно- го крана	20 640	4	83	7,5
Резьба	129	490	63	5,6
Свеча пускового контура	11 760	4	47	4,2
Игольчатый кран	124	180	22	1,9
Свеча перепуск- ного крана	1230	4	5	0,5
Свеча АВО	162	12	2	0,2
Другое	23	89	2	0,2
ИТОГО			1111	100

Аварийные выбросы — это потери природного газа при аварийных разрывах и других нарушениях герметичности оборудования КС. Величина этих потерь определяется масштабом аварии и оценивается в каждом конкретном случае индивидуально.

Аварией называется повреждение системы, приводящее к частичной разгерметизации или полному разрыву оборудования, сопровождающееся значительным выбросом вредных веществ в атмосферу под большим давлением, как правило, за короткий промежуток времени.

Причины аварий на газопроводах были перечислены в подгл. 3.1. Аварийность компрессорных станций в основном непосредственно связана с теми элементами технологического оборудования, кото-

рые наиболее часто имеют дефекты. Согласно данным [37] распределение дефектов и частота аварий по узлам технологического оборудования КС следующие:

- подземные трубопроводы обвязки — 37 %;
- пылеуловители — 31 %;
- компрессорные установки — 13 %;
- АВО (аппараты воздушного охлаждения) газа — 9 %;
- запорно-регулирующая арматура — 7 %;
- шлейфы — 3 %.

Как видно из приведенных выше цифр, наиболее часто аварийные ситуации на КС связаны с разгерметизацией подземных трубопроводов обвязки. Большинство этих аварий происходит в результате повышенной вибрации. Источниками возникновения вибрации трубопроводов чаще всего являются колебания, вызванные пульсациями потока газа; вибрация, передаваемая от компрессоров; работа в условиях резонанса (совпадения собственных частот колебаний трубопровода с частотами внешних возмущений). Все эти процессы могут вызывать разрывы газопровода, что сопровождается огромными потерями природного газа и представляет наибольшую опасность при эксплуатации КС.

Наиболее тяжелые последствия имеют аварийные ситуации, сопровождающиеся разрушением элементов компрессорных установок и последующим истечением газа. Непосредственными причинами аварий и взрывов компрессорных установок, как показывает практика, могут быть:

- чрезмерное повышение температуры сжатого воздуха и перегревание частей компрессорной установки;
- пыльность и влажность засасываемого воздуха;
- разряды статического электричества;
- повышение давления воздуха в компрессорной установке сверх допустимого;
- неправильный монтаж компрессорной установки;
- неправильная эксплуатация компрессорной установки, а также неудовлетворительный уход за ней.

Только на предприятиях ОАО «Газпром» в 2013 г. произошло 10 аварий с экологическими последствиями [52], из них 9 — с потерями природного газа. В 6 случаях из 10 произошло возгорание природного газа. Потери природного газа при авариях составили

18,6 млн м³. В 2014 г. число аварий с экологическими последствиями снизилось до 8 [53].

4.3. Образование загрязняющих веществ при горении топлива

Кроме природного газа, на КС в атмосферу сбрасывается большое количество продуктов сгорания различных видов топлив. Эти вредные вещества образуются при работе ГПА, котельных, дизельных и газотурбинных электростанций, автотранспорта и строительной техники, а также в процессе утилизации продуктов очистки природного газа путем сжигания на горизонтальной факельной установке (ГФУ).

Для того чтобы понять механизм образования этих веществ в различных энерготехнологических устройствах, определить факторы, от которых зависит скорость образования продуктов горения и их количество и, следовательно, найти способы снижения выбросов ВВ в атмосферу, необходимо знать состав и основные характеристики различных видов топлива.

Топливом называется вещество, способное выделять энергию в ходе химических или ядерных реакций. По агрегатному состоянию топливо подразделяется на твердое, жидкое и газообразное, а по способу получения — на природное (уголь, нефть, газ) и искусственное.

Основным топливом для газотурбинных установок и котельных ГКС является природный газ, для современных авиационных газотурбинных двигателей — авиационный керосин, для энергетических ГТУ — природный газ или мазут, для дизельных электростанций и строительной техники — дизтопливо.

В состав топлива могут входить горючие элементы (углерод С, водород Н и сера горючая (летучая) S_r); негорючие элементы и вещества (кислород О, азот N, минеральные вещества — зольность топлива А, влага W). Все эти компоненты топлива образуют сложные химические соединения и оказывают различное влияние как на сам процесс горения, так и на состав продуктов сгорания.

Углерод является основным горючим элементом топлива. При полном сгорании 1 кг углерода выделяется 33,6 МДж теплоты. Содержание углерода в горючей массе составляет: в древесине и торфе 50–65 %, в бурых углях 67–72 %, каменных углях 76–90 % и в антрацитах 92–94 %, т. е. с увеличением геологического возраста твердо-

го топлива содержание в нем углерода повышается. Состав жидких нефтяных топлив является достаточно стабильным и содержание в них углерода на горючую массу колеблется в пределах 86–87 %. В газообразном топливе, например в метане, содержание углерода в горючей массе составляет 75 %.

Водород — второй важнейший горючий элемент топлива. Его содержание на горючую массу составляет в древесине и торфе 6,0–6,5 %, в бурых углях около 5,00 %, в каменных углях 4,0–5,5 %, в антрацитах 1,5–2,5 %. В жидких нефтяных топливах содержание водорода значительно выше и составляет 10–12 %. В метане содержание водорода составляет 25 % по массе.

Количество теплоты сгорания водорода почти в четыре раза больше количества теплоты сгорания углерода. При полном сгорании 1 кг водорода выделяется 120,9 МДж теплоты.

Сера является третьим горючим элементом топлива. В общем случае сера топлива состоит из серы органической, серы колчеданной и серы сульфатной. Сера органическая и колчеданная образуют серу горючую (летучую). Сульфатная же сера, входящая в топливо в виде, например, гипса (CaSO_4), не горит и в элементарном составе топлива включается в золу. Содержание серы в топливах колеблется от 0 до нескольких процентов. При полном сгорании 1 кг серы летучей выделяется 9000 кДж теплоты.

Горючая сера — весьма нежелательный элемент топлива, т. к. при ее горении образуются оксиды серы (SO_2 и SO_3). Их наличие в газообразных продуктах сгорания при определенных условиях вызывает низкотемпературную сернокислотную коррозию металла оборудования. Кроме того, оксиды серы вызывают загрязнение атмосферы (см. подгл. 4.6).

Кислород и азот также являются нежелательными элементами топлива. Кислород связывает в оксиды часть горючих элементов топлива, т. е. снижает их содержание. Азот в топливе способствует образованию в газообразных продуктах сгорания окислов азота, обладающих высокой токсичностью, значительно превышающей токсичность окислов серы.

Зола представляет собой смесь различных минеральных веществ, которые остаются после полного сгорания горючей части топлива. Зола является внешним балластом топлива, она снижает содержание горючих элементов, вызывает дополнительные затраты

на добычу и транспорт топлива, вызывает износ элементов оборудования. В твердых топливах содержание золы может достигать больших значений (до 30 % и более на сухую массу). Для топочных мазутов содержание золы обычно не более 0,3 %. В газообразном топливе золы нет.

Влага, так же как и зола, относится к внешнему балласту топлива. Ее наличие приводит к понижению температурного уровня в зоне горения, снижает полезный тепловой эффект реакции горения, поскольку часть выделившейся теплоты затрачивается на испарение содержащейся в топливе влаги.

Жидкое и твердое топливо обычно характеризуют элементарным рабочим составом, задавая содержание перечисленных выше элементов топлива в процентах от общего количества и считая, что в топливе они образуют простую механическую смесь:

$$C^p + H^p + S_r^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100 \%.$$

В ряде случаев при необходимости задают состав сухой или беззольной массы топлива.

Состав газообразного топлива задается процентным содержанием (по объему) горючих и негорючих газов — компонентов топлив. В горючую часть входят окись углерода CO, водород H₂, предельные углеводороды C_nH_{2n+2}, непредельные углеводороды C_nH_{2n} и сероводород H₂S. В негорючую часть могут входить кислород O₂, азот N₂, двуокись углерода CO₂ и различные примеси (водяные пары, смолы, пыль и т. п.). В таком случае состав топлива выражается по соотношению

$$CH_4 + C_m H_n + CO + H_2 + H_2S + O_2 + N_2 + CO_2 = 100 \%.$$

Например, природный газ на 70–98 % состоит из метана CH₄. Также в состав природного газа входит небольшое количество других углеводородов (этан C₂H₆, пропан C₃H₈, бутан C₄H₁₀, этилен C₂H₄, пропилен C₃H₆) и неуглеводородных веществ (водород, сероводород, диоксид углерода и азота).

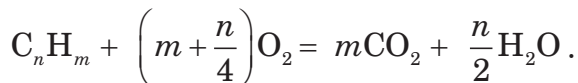
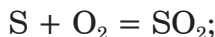
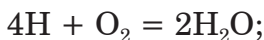
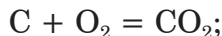
Горение топлива — это физико-химический процесс взаимодействия топлива с окислителем, протекающий при высоких температурах и сопровождающийся интенсивным выделением теплоты. В качестве окислителя при сжигании топлива в топках котлов, камерах сгорания ГТУ и ДВС применяют кислород атмосферного воздуха.

Для обеспечения устойчивого горения топлива необходимы следующие условия:

- подвод топлива и окислителя в зону горения и их интенсивное перемешивание;
- подогрев топлива до температуры воспламенения;
- подогрев воздуха;
- непрерывный отвод продуктов сгорания из зоны горения
- и др.

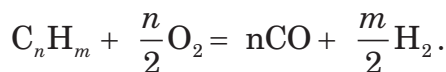
В топках печей, котлов, в камерах сгорания ГТУ обычно организуется непрерывное горение топлива; в цилиндрах же ДВС горение топлива происходит периодически, приближаясь подчас к взрывному процессу.

Стехиометрические реакции полного горения углерода, водорода, серы и углеводородов (т. е. когда горючие элементы окисляются полностью и выделяется максимальное количество теплоты) следующие:



Таким образом, при полном сгорании топлива образуются диоксид углерода, диоксид серы и водяной пар.

Неполное горение характерно образованием соединений, способных к дальнейшему окислению (например, окиси углерода CO):



В этом случае количество теплоты при сжигании топлива выделяется меньше, чем при полном горении.

Кроме CO, продукты неполного сгорания могут содержать сажу (несгоревший углерод), оксид серы SO₃, углеводороды различного состава (в том числе бенз(а)пирен).

Основными причинами неполного сгорания топлива являются:

- недостаточное количество воздуха;
- плохое перемешивание топлива с окислителем;
- чрезмерное снижение температуры в зоне горения;

- малое время пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур.

Количество воздуха, которое требуется для полного окисления всех горючих элементов топлива, называется теоретически необходимым. Это количество определяется из стехиометрических реакций полного горения углерода, водорода и серы горючей, приведенных выше. Из этих уравнений следует, что для полного сгорания 1 кг углерода требуется 2,67 кг чистого кислорода; для сгорания 1 кг водорода — 8 кг кислорода; для сгорания 1 кг серы — 1 кг кислорода. И, зная содержание горючих компонентов в топливе и учтя плотность кислорода и его содержание в воздухе (21 об. %), можно рассчитать теоретически необходимое количество воздуха.

Однако подача в топки и камеры сгорания теоретически необходимого количества воздуха практически всегда не обеспечивает полноты сгорания топлива. Поэтому для снижения потерь от химического недожега подают несколько больше воздуха, чем это требуется теоретически. Это количество определяется коэффициентом избытка воздуха α_v , который является отношением расхода воздуха, действительно подаваемого на горение \dot{V}_d , к теоретически необходимому расходу \dot{V}_0

$$\alpha_v = \frac{\dot{V}_d}{\dot{V}_0}.$$

Выбор оптимального значения α_v зависит от вида используемого топлива, способа его сжигания и конструктивных особенностей устройства, в котором происходит горение топлива. При этом надо учитывать, что с уменьшением α_v растут потери от химической неполноты сгорания топлива, а с увеличением α_v возрастает количество выбрасываемых в атмосферу газообразных продуктов сгорания топлива и, следовательно, возрастают потери теплоты. В условиях эксплуатации коэффициент избытка воздуха обычно устанавливается экспериментально.

Примерные значения коэффициента избытка воздуха для различных устройств:

- для карбюраторных ДВС 0,8–1,1;
- для ДВС на газе 1,1–1,3;
- для дизельных ДВС 1,2–2;
- для ГТУ 4–8;
- для котлов на газе и мазуте 1,06–1,2.

В топках котлов, камерах сгорания ГТУ и ДВС даже при коэффициенте избытка воздуха $\alpha_v > 1$ практически всегда имеет место частичный химический недожег, тогда основные продукты сгорания топлив можно разделить на 3 группы:

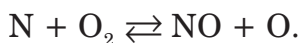
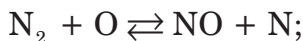
- продукты полного сгорания (углекислый газ, водяные пары, оксиды серы);
- продукты неполного сгорания (свободный углерод — сажа, оксид углерода, углеводороды, в том числе бенз (а)пирен);
- оксиды азота NO_x (NO ; NO_2 ; N_2O).

Рассмотрим механизм образования в продуктах сгорания оксидов азота. В зависимости от способа происхождения, оксиды азота делятся на три группы:

- термические;
- быстрые;
- топливные.

Термические оксиды азота, составляющие большинство, образуются при окислении молекулярного азота воздуха при высокой температуре (более 1800 К) и высокой концентрации кислорода.

Высокотемпературный механизм окисления азота в зоне горения был предложен Я. Б. Зельдовичем в середине 1940-х гг. и включает в себя следующие реакции:

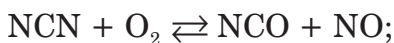
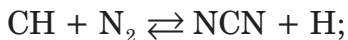


Позднее этот механизм был дополнен еще одной реакцией и назван расширенным механизмом Зельдовича:



Содержание термических оксидов азота при сжигании газообразного топлива достигает 80 % и выше от общего количества выбросов.

Быстрые оксиды азота образуются при столкновении и взаимодействии атмосферного азота с углеводородными частицами (радикалами), которые присутствуют во фронте пламени (механизм Фенимора):



Эти реакции протекают с очень высокой скоростью (отсюда и название оксидов азота — быстрые) уже при температурах 1200–1600 К, когда образование термических оксидов азота практически еще не происходит. Образование быстрых оксидов зависит прежде всего от концентрации радикалов в корневой части факела. При горении с избытком кислорода их вклад незначителен, но при сжигании обогащенных смесей и при низкотемпературном горении их доля может достигать 25 % от общего содержания оксидов азота.

Источником топливных оксидов азота является процесс окисления азотосодержащих веществ, присутствующих в топливе. Образование топливных оксидов азота происходит при наличии достаточного количества кислорода уже при температурах 850–1100 К. Реакции идут в два этапа: сначала происходит газификация топлива с выделением азотосодержащих соединений (радикалов) типа CN, CHN, NH, NH₂, а затем частичное окисление этих соединений до NO.

Концентрация топливных оксидов может достигать больших значений, если содержание в топливе азотосодержащих веществ превышает 0,1 % по массе. Как правило, это касается только жидкого и твердого топлива. Природный газ практически не содержит азота, следовательно, и топливные оксиды азота в продуктах его сгорания отсутствуют.

4.4. Характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, и их воздействие на человека и окружающую среду

Одним из основных загрязняющих веществ, образующихся при работе КС и транспортировке газа по газопроводу, является сам природный газ. Природный газ бесцветен и не имеет запаха (в том случае, если не имеет в своем составе сероводорода), он легче воздуха (плотность сухого газа 0,68–0,85 кг/м³), слабо растворим в воде.

Опасными и вредными свойствами природного газа являются:

- взрывоопасность (при концентрации в воздухе 5–15 %);
- пожароопасность (температура самовоспламенения около 650 °С);
- токсичность.

При легком отравлении природным газом возникает острая головная боль, боль в области лба и висках, шум в ушах, головокру-

жение, слабость, учащение сердцебиения (тахикардия), тошнота и рвота. Человек находится в сознании, но возможен двигательный паралич. При сильном отравлении могут развиваться зрительные и слуховые галлюцинации, на лице появляются розовые или синие пятна, температура тела повышается, развивается отек головного мозга.

До 98 % природного газа составляет метан, также в его состав входят гомологи метана — этан, пропан и бутан. Иногда могут присутствовать углекислый газ, сероводород и гелий. Каждый из компонентов природного газа может оказывать свое воздействие на организм человека и окружающую среду.

Метан CH_4 — это бесцветный газ без запаха, слабо растворимый в воде, легче воздуха (плотность $0,717 \text{ кг/м}^3$). Горюч (температура самовоспламенения $537,8^\circ\text{C}$), взрывоопасен (в концентрациях 4,4–17 %). Этот газ также является одним из основных виновников парникового эффекта. Он стоит на втором месте после двуокиси углерода CO_2 среди парниковых газов, выделяемых в результате деятельности человека, но более чем в 20 раз эффективнее удерживает тепло в атмосфере Земли по сравнению с углекислым газом. Как и все парниковые газы, он пропускает солнечные лучи, но препятствует длинноволновому тепловому излучению с поверхности земли, что приводит к повышению приземной температуры. Метан — относительно недолговечный газ, его присутствие в атмосфере составляет примерно 12 лет.

Длительное воздействие малых доз метана на организм человека не вызывает тяжелых органических изменений, так как метан малотоксичен и может вызывать отравления лишь в очень высокой концентрации (из-за малой растворимости в воде и крови). Однако определенный наркотический эффект имеет место и при низких концентрациях метана в воздухе. Первые признаки отравления (учащение пульса, увеличение объема дыхания, нарушение координации движений) появляются при концентрации его в воздухе 25–30 % объема. Более высокие концентрации метана вызывают головную боль. Наиболее сильное токсическое действие проявляется при повышенном давлении (2–3 атм). Главная опасность метана для человека может быть связана с гипоксией (кислородное голодание) и асфиксией (удушье), возникающими при недостатке кислорода, который метан вытесняет из воздуха.

Этан C_2H_6 — бесцветный газ без запаха и цвета, чуть тяжелее воздуха. Горюч, обладает по сравнению с метаном большей пожаро- и взрывоопасностью. Так же как и метан, вызывает слабое наркотическое воздействие на организм человека.

Пропан C_3H_8 — бесцветный газ без запаха, тяжелее воздуха (плотность при нормальных условиях $2,019 \text{ кг/м}^3$), слабо растворяется в воде. При концентрации в воздухе 2–9,5 % образует взрывоопасную смесь. Является одним из самых ядовитых компонентов природного газа (обладает наркотическими свойствами, воздействует на центральную нервную систему).

Бутан C_4H_{10} по свойствам близок к пропану, но имеет более высокую плотность; вдвое тяжелее воздуха. Малотоксичен, но обладает наркотическими свойствами; вредно воздействует на нервную систему. В больших концентрациях ядовит; вдыхание бутана вызывает дисфункцию легочно-дыхательного аппарата

Гелий He — бесцветный, очень легкий (второй по плотности после водорода), без цвета и запаха, практически не растворяется в воде. Очень инертен, при нормальных условиях не реагирует ни с одним из веществ; негорюч. Нетоксичен в обычных условиях, но при повышенном давлении может вызывать наркоз, как и другие инертные газы; содержание гелия в высоких концентрациях во вдыхаемом воздухе может вызывать головокружение, тошноту, рвоту, потерю сознания и смерть от асфиксии (из-за нехватки кислорода).

Сероводород H_2S — бесцветный тяжелый газ со сладковатым вкусом и неприятным запахом тухлых яиц. Пожароопасен (предел воспламенения в смеси с воздухом 4,5–45 %). Очень ядовит, даже при очень маленькой концентрации вызывает паралич обонятельного нерва, приводит к нарушению зрения. Высокие концентрации вызывают головокружение, расстройство сна, тахикардию, психические расстройства и летальный исход.

Одоранты — это серосодержащие органические ароматические соединения (например, меркаптаны), которые добавляются к природному газу в целях его обнаружения при утечках. Хотя эти соединения присутствуют в весьма небольших концентрациях, которые не рассматриваются как ядовитые, их запах может вызывать тошноту и головные боли даже у здоровых людей. Меркаптаны, являясь загрязнителями воздуха помещений, содержат серу и способны за-

хватывать элементарную ртуть. В высоких концентрациях меркаптаны могут вызывать нарушение периферического кровообращения и учащение пульса, способны стимулировать потерю сознания.

Из газообразных веществ — продуктов сгорания природного газа и других видов используемых топлив — в наибольших количествах выбрасывается углекислый газ и угарный газ.

Углекислый газ (диоксид углерода CO_2) — бесцветный газ без запаха, но со слегка кисловатым вкусом. В отличие от других компонентов природного газа (за исключением гелия), углекислый газ не горит. Углекислый газ не является токсичным газом, но обладает выраженным парниковым эффектом. Его концентрация за последние полтора столетия непрерывно увеличивалась, что обусловлено антропогенной деятельностью, в частности ростом количества сжигаемого органического топлива. Продолжительность нахождения CO_2 в воздухе составляет около 4-х лет.

Угарный газ (оксид углерода CO) — бесцветный газ без вкуса и запаха, горюч. Соединяясь с гемоглобином крови в устойчивое соединение (карбоксигемоглобин), он блокирует процесс транспортировки в ткани кислорода, вызывает кислородную недостаточность тканей, расстройство центральной нервной и сердечно-сосудистой систем. Его активность в организме в 200 раз выше, чем у кислорода. При концентрации CO в 2,5 % человек начинает терять ориентацию во времени; при 15 % наблюдаются сильные головные боли, головокружение, звон в ушах, тошнота, слабость; при 40 % — коматозное состояние, ведущее к летальному исходу. В атмосфере CO может сохраняться до 3–4 мес.

Одни из самых токсичных соединений, выбрасываемые в атмосферу при сжигании топлив, — диоксид серы и оксиды азота.

Среди различных оксидов азота практическое значение в экологическом аспекте имеют только оксид азота NO и диоксид азота NO_2 , сумму которых в пересчете на NO_2 принято обозначать как NO_x .

Оксид азота NO — прозрачный бесцветный газ, превращающийся в жидкость при температуре $-157,7^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении. Это химически малоактивный, плохорастворимый в воде газ. Он воздействует на центральную нервную систему и гемоглобин крови, связываясь с ним, как и CO . Летальная концентрация NO возможна только в замкнутом пространстве, на открытом воздухе достичь ее невозможно. В стратосфере оксид азота способствует

ет разрушению озона, что приводит к снижению его концентрации и увеличению количества биологически активной радиации, проникающей на Землю.

Образующиеся при сжигании топлива и содержащиеся в дымовых газах оксиды азота на 90–99 % состоят из NO. Однако в шлейфе дымовых газов происходит доокисление NO до NO₂, степень которого зависит от большого количества факторов (метеоусловий, химического состава атмосферы, времени суток и др.) и находится в пределах 60–80 %.

В отличие от NO, диоксид азота NO₂ более активный в химическом отношении газ красно-бурого цвета с удушливым и резким раздражающим запахом. Диоксид азота NO₂ хорошо растворим в воде, легко сжижается при атмосферном давлении и температуре 21,15 °C в красно-бурую жидкость, которая при температуре 10,2 °C твердеет, образуя бесцветные кристаллы. Значительно более токсичен, чем NO.

Диоксид азота NO₂ оказывает отрицательное влияние на здоровье человека и прежде всего на его дыхательную систему. Попадая в организм человека, NO₂ при контакте с влагой образует азотистую и азотную кислоты, которые разъедают слизистые оболочки дыхательных путей. Это приводит к различным хроническим заболеваниям бронхов и легких, а также ухудшает сопротивляемость легких к бактериям, что способствует росту числа острых респираторных заболеваний. Вдыхание ядовитых паров диоксида азота может привести к серьезному отравлению. Некоторые исследователи считают, что в районах с высоким содержанием в атмосфере диоксида азота наблюдается повышенная смертность от сердечных и раковых заболеваний. Также диоксид азота обладает высокой поглощательной способностью ультрафиолетовых лучей, поэтому при наличии солнечного света вступает в реакции с другими загрязняющими атмосферу веществами (например, углеводородами) с образованием фотохимического смога, содержащего ядовитые, в том числе канцерогенные, вещества.

В воздухе оксиды азота соединяются с водяным паром и образуют пары азотной кислоты, затем атмосферные осадки вымывают кислые компоненты из воздуха. В результате этого в отдельных регионах выпадают осадки, кислотность которых во много раз превышает нормальную, а от значения pH зависит деятель-

ность практически всех ферментов и гормонов, регулирующих рост и развитие организмов. Особенно чувствительны к повышению кислотности обитатели водоемов: происходит гибель части водной флоры и фауны или замена их другими, более стойкими формами, но не обеспечивающими необходимую регенерацию воды. Затем сокращаются популяции птиц, питающихся рыбой или насекомыми, личинки которых развиваются в воде. Кислотные дожди снижают скорость протекания фотосинтеза у растений, вызывают деградацию лесов. Повышается также кислотность почвы, на которую выпадают эти осадки. В почвах значительно снижается активность редуцентов, увеличивается выщелачивание из почв биогенных элементов.

Кроме того, диоксид азота является парниковым газом, то есть оказывает влияние на глобальные климатические изменения.

Диоксид серы (сернистый ангидрид, SO_2) представляет собой бесцветный газ с резким удушающим запахом, почти в 2 раза тяжелее воздуха. SO_2 растворяется в воде, при растворении частично взаимодействует с водой, образуя слабую сернистую кислоту.

Повышение концентрации диоксида серы в атмосферном воздухе приводит к раздражению слизистых оболочек (глаз, органов дыхания) живых существ, включая человека. Первые симптомы при отравлении сернистым газом: насморк, кашель, охриплость, сильное першение в горле и своеобразный неприятный привкус. При вдыхании более высокой концентрации сернистого газа — удушье, расстройство речи, затруднение глотания, возможен острый отек легких. Длительное воздействие диоксида серы приводит к возникновению хронических респираторных заболеваний.

Кроме того, диоксид серы в атмосфере под действием озона, образующегося из кислорода воздуха в результате солнечной радиации, окисляется до триоксида серы SO_3 (серного ангидрида). Последний мгновенно соединяется с водяным паром воздуха и образует аэрозоль серной кислоты, что является причиной образования кислотных дождей. Этот процесс происходит наиболее интенсивно при высокой влажности воздуха.

Кроме всего прочего, смесь серной и азотной кислот, образующихся в воздухе, интенсивно растворяет тяжелые металлы, что ускоряет их поступление в водоемы и почвы, а значит, и в сельскохозяйственные продукты.

В продуктах сгорания топлив могут содержаться и различные углеводороды. Один их наиболее опасных углеводородов — бенз (а)пирен ($C_{20}H_{12}$), обладающий канцерогенным эффектом, т. е. способствующий росту раковых клеток. Оказывает также мутагенное воздействие на живые организмы. Бенз (а)пирен опасен для человека даже при малых концентрациях, поскольку обладает свойством накапливаться в живых организмах. В окружающей среде накапливается преимущественно в почве, меньше в воде. Из почвы поступает в ткани растений и дальше переносится по пищевой цепи, при этом на каждой ее ступени содержание бенз (а)пирена в природных объектах возрастает на порядок.

Производные углеводородов, как правило, более токсичны, чем сами углеводороды. Очень опасна комбинация углеводородов и сероводорода. Их совместное действие проявляется быстрее в поражении центральной нервной системы. Углеводороды могут влиять на эндокринный аппарат организма, сердечно-сосудистую систему, нарушать функции печени, приводят к снижению в крови содержания гемоглобина и эритроцитов.

Большую опасность представляют выбросы тяжелых металлов — свинца, цинка, ртути, меди, никеля, кадмия и др. Эти вещества оказывают токсическое воздействие на живые организмы и природные экосистемы. Основными источниками их поступления в экосистемы служат процессы сжигание угля, мазута, автотранспорт. Избыток тяжелых металлов в окружающей среде приводит к различным заболеваниям. Например, ртуть вызывает болезнь Минамата, проявляющуюся в виде нервно-паралитических расстройств, головных болей, паралича, потери зрения. Соединения свинца воздействуют на кроветворные органы.

Помимо газообразных веществ, при сжигании твердых и жидких топлив в атмосферу поступают твердые частицы — пыль, сажа, копоть. Образуя аэрозоли, частицы дают вклад в тепловой баланс планеты, так как поглощают излучение, отраженное от поверхности Земли. Кроме того, они оказывают и биологическое влияние на человека. Большинство этих аэрозолей токсично, они вызывают различные кожные заболевания, попадают в дыхательные пути. Чем меньше диаметр частиц, тем глубже они проникают в дыхательные пути, следовательно, тем больше их токсичность.

Сгорание природного газа также приводит к образованию аэрозолей, содержащих ароматические углеводороды и некоторые летучие органические соединения. Такие аэрозоли оказывают неблагоприятное

ятное воздействие на дыхательную систему и являются известными канцерогенными веществами. Более того, водяные пары, образующиеся при сгорании природного газа, способствуют транспорту аэрозолей в дыхательные системы человека и животных.

Образование бензола, толуола, этилбензола и ксилола при сжигании природного газа также неблагоприятно для здоровья человека. Бензол, как и бенз(а)пирен, является канцерогенным веществом даже в очень малых концентрациях.

Классы опасности основных загрязняющих веществ, образующихся при работе ГКС, а также их ПДК даны в табл. 7.

Для выбросов ЗВ, обладающих эффектом суммации вредного воздействия, расчеты по загрязнению атмосферы следует выполнять с учетом эффекта суммации. В частности, среди веществ, указанных в табл. 7, эффектом суммации обладают диоксид азота и диоксид серы, диоксид азота, озон и формальдегид.

Таблица 7

**Характеристика основных загрязняющих веществ,
выбрасываемых в атмосферу**

Вещество	Предельно допустимые концентрации, мг/м ³			Класс опасности	Постоянная, учитывающая класс опасности вещества a_i
	ПДК _{р.з}	ПДК _{м.р}	ПДК _{с.с}		
Диоксид серы	10	0,5	0,05	3	1,0
Диоксид азота	2	0,085	0,04	2	1,3
Оксид азота	5	0,4	0,06	3	1,0
Оксид углерода	20	5,0	3,0	4	0,9
Пыль (взвешенные вещества)	10	0,5	0,15	3	1,0
Сажа	4	0,15	0,05	3	1,0
Бенз(а)пирен	0,000 15	–	0,000 01	1	1,7
Формальдегид	0,5	0,05	0,01	2	1,3
Метан	7000	50	–	4	0,9
Сероводород	10	0,008	–	2	1,3
Бензол	5	0,3	0,1	2	1,3

Примечание. ПДК_{р.з} – предельно допустимая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны; ПДК_{с.с} – предельно допустимая среднесуточная концентрация вредного вещества в воздухе населенных мест; ПДК_{м.р} – предельно допустимая максимальная разовая концентрация вредного вещества в воздухе населенных мест.

4.5. Выбросы загрязняющих веществ из энерготехнологического оборудования КС

Основным источником выбросов продуктов сгорания в атмосферу на КС являются, конечно же, газоперекачивающие агрегаты. Количество загрязняющих веществ в выхлопных газах ГПА зависит от его типа, состава природного газа, организации процесса горения. Наиболее опасные загрязняющие вещества — это оксид углерода и оксиды азота. При сжигании сероводородсодержащих газов (Оренбургское, Астраханское месторождение и др.) в атмосферу выбрасываются также серный и сернистый ангидриды, несгоревший сероводород.

Показатели выбросов оксидов азота и углерода с продуктами сгорания эксплуатируемых ГТУ в номинальном режиме приведены в табл. 8. Концентрации оксидов азота в продуктах сгорания и мощности выброса, представленные в табл. 8, определены как сумма оксида азота и диоксида азота (в пересчете на диоксид азота). Доля диоксида азота в суммарной концентрации оксидов азота на срезе дымовой трубы составляет около 10 % для регенеративных ГТУ (ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТК-10) и 5 % для безрегенеративных ГТУ (агрегаты остальных типов).

По данным табл. 8 видно, что количество выбрасываемых ЗВ изменяется в зависимости от типа ГТУ в достаточно широком диапазоне. Так, максимальной мощностью выбросов оксидов азота характеризуется ГТ-750-6 (15,5 г/с), а минимальным — ГПА-Ц-6,3 (3,04 г/с). По мощности выбросов оксида углерода максимальные значения характерны для ГТН-25 (39,2 г/с), а минимальные — для ГПУ-16 (0,73 г/с).

Экологические испытания газотурбинных ГПА по содержанию метана, водорода и бенз(а)пирена в отходящих газах показывают, что концентрация метана варьируется в пределах 0–150 мг/м³, а водорода — 0–35 мг/м³. Удельный выброс и мощность выброса бенз(а)пирена для агрегата ГПА-Ц-6,3 в диапазоне изменения нагрузки 7–130 % от номинала составляет 0,21–0,25 мкг/м³ и 10⁻⁵ г/с соответственно.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 54404–2011* для ГТУ установлены требования по эмиссии NO_x и СО в отработавших газах (при 0 °С, 0,1013 МПа и условной концентрации кислорода 15 %):

* ГОСТ Р 54404–2011. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.internet-law/gosts/gost/51298> (дата обращения 01.12.2016).

- содержание оксидов азота не должно превышать 150 мг/м³ для ГТУ без регенерации тепла;
- для ГТУ с регенерацией тепла содержание оксидов азота не должно превышать 200 мг/м³;
- содержание оксида углерода в отработавших газах не должно превышать 300 мг/м³.

Для энергетических ГТУ согласно ГОСТ Р 54403–2011* содержание оксидов азота (при пересчете на NO₂) в отработавших газах ГТУ при работе с нагрузкой 0,5–1,0 номинальной не должно превышать 50 мг/м³ при работе на газообразном топливе и 100 мг/м³ на жидком топливе.

Для вновь разрабатываемых ГТУ содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ не должно превышать 50 мг/м³ на газообразном топливе и 100 мг/м³ на жидком топливе; требования по концентрации оксида углерода отсутствуют.

Таблица 8

Показатели выбросов оксидов азота и углерода с продуктами сгорания эксплуатируемых ГТУ в номинальном режиме [45]

Тип ГТУ	Мощность выброса M^0_{NOx} , г/с	Концентрация C_{NOx} (сухие продукты сгорания), мг/м ³		Мощность выброса M^0_{CO} , г/с	Концентрация C_{CO} (сухие продукты сгорания), мг/м ³	
		фактическая	приведенная к 15% O ₂		фактическая	приведенная к 15% O ₂
1	2	3	4	5	6	7
Центавр	1,66	135	195	0,62	50	72
ГТ-700-5	6,89	200	488	1,72	50	122
ГТК-5	6,89	200	490	1,72	50	123
ГТ-6-750	3,57	100	171	5,35	150	257
ГТН-6	3,56	100	163	5,35	150	245
ГТ-750-6	15,5	350	841	2,66	60	144
ГПА-Ц-6,3	3,04	70	140	6,52	150	298
ГПА-Ц-8	4,83	110	181	6,58	150	247
ГПУ-6	2,41	109	140	5,18	234	300
ГТК-10	22,6	350	788	2,58	40	89

* ГОСТ Р 54403–2011. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия [Электронный ресурс] URL: <http://www.rubin01.ru/upload/iblock/b21/54403-2011.pdf> (дата обращения 01.12.2016).

Окончание табл. 8

1	2	3	4	5	6	7
ГПУ-10	4,3	70	143	1,84	30	61
ГТН-10 И	7,68	200	232	1,92	50	58
ГТНР-10	11,7	180	434	1,95	30	72
Коберра 182	7,84	135	201	8,13	140	208
ГТК-16	7,57	100	142	1,51	20	28
ГТН-16	11,6	180	252	12,9	200	280
ГТН-16-М-1	6,88	108	150	13,8	217	300
ГПА-Ц-16	7,73	100	160	30,9	400	638
ГПУ-16	6,4	88	145	0,73	10	16
ГТН-25 И	12,7	145	177	2,63	30	37
ГТН-25	13,4	120	165	39,2	350	480
ГТН-25-1	12,5	165	187	37,8	500	568

В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-138* содержание оксидов азота в отработавших газах (в сухих продуктах сгорания при 0 °С, 0,1013 МПа и условной концентрации кислорода 15%) не должно превышать:

- для низкоэмиссионных камер сгорания 100 мг/м³;
- для малоэмиссионных камер сгорания 50 мг/м³.

Современные малотоксичные ГТУ зарубежных производителей при базовой нагрузке агрегата характеризуются по эмиссии ЗВ: 20–51 мг/м³ (10–25 ppm**) по NO_x, 12,5 мг/м³ (10 ppm) по СО и 3,6 мг/м³ (5 ppm) по несгоревшим углеводородам.

Показатели выбросов оксидов азота и углерода с отходящими газами газомотокомпрессоров ГМК, эксплуатируемых в отрасли, для номинального режима работы агрегата (по экспериментальным данным ВНИИгаза) представлены в табл. 9. Видно, что ГМК характеризуются значительно большими концентрациями в отходящих газах как оксидов азота, так и оксидов углерода.

Теплоснабжение на КС, оснащенных газотурбинными ГПА, обеспечивается, как правило, за счет утилизации теплоты отходящих

* СТО Газпром 2-3.5-138-2007. Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам [Электронный ресурс] : стандарт организации. URL: <http://ch4gaz.ru/sto-gazprom-2007/> (дата обращения 01.12.2016).

** ppm (от англ. *parts per million*) – миллионная доля; 1 ppm = 0,0001 %.

газов ГПА; при этом работа котельной планируется только в аварийном режиме.

Для КС, оснащенных газомоторными агрегатами, а также при теплоснабжении КС штатными котельными, последние являются дополнительным источником выбросов продуктов сгорания в атмосферу. Показатели выбросов ЗВ тех котлов и подогревателей, работающих на природном газе, которые могут быть использованы на КС и в инфраструктуре газотранспортных предприятий, представлены в табл. 10.

В качестве как штатных, так и резервно-аварийных источников электроснабжения на КС могут использоваться газотурбинные и поршневые электрогенераторы. В качестве топлива в мотогенераторах и газотурбинных электроагрегатах используется природный газ. В качестве топлива для дизельгенераторов используется дизельное топливо.

Основными ЗВ отработавших газов мотогенераторов также являются оксиды азота и оксид углерода, а при работе дизель-генераторов (помимо указанных оксидов) в атмосферу выбрасываются оксиды серы, альдегиды, углеводороды, сажа и бенз(а)пирен.

Таблица 9

**Показатели выбросов оксидов азота и углерода
с продуктами сгорания эксплуатируемых ГМК
в номинальном режиме [45]**

Тип ГМК	Мощность выброса $M^{\circ}_{\text{NO}_x}$, г/с	Фактическая концентрация (сухие продукты сгорания) C_{NO_x} , мг/нм ³	Мощность выброса M°_{CO} , г/с	Фактическая концентрация (сухие продукты сгорания) C_{CO} , мг/нм ³
10 ГК	3,5	2200	0,4	250
Купер-Бес-семер	3,5	2200	0,4	250
10 ГKM	3,2	1900	0,4	250
10 ГКН	5,2	1900	0,7	250
10 ГКНАМ	5,2	1900	0,7	250
МК-8	19,0	3500	–	–
МК-8 М	14,1	2600	–	–

Таблица 10

**Показатели выбросов оксидов азота и оксида углерода
с продуктами сгорания водогрейных котлоагрегатов
малой производительности в номинальном режиме [45]**

Марка котла	Мощность выброса оксидов азота, г/с	Среднее значение концентрации оксидов азота (сухие пр. сгорания), мг/нм ³	Мощность выброса оксидов углерода, г/с
Универсал-6 (односторонний)	0,012–0,022	280	0,04–0,08
Универсал –3	0,018–0,046	280	0,06–0,16
Универсал-5 (двусторонний)	0,018–0,05	280	0,06–0,18
Универсал-6 (двусторонний)	0,024–0,055	280	0,08–0,20
Надточия (модель 3)	0,024–0,055	280	0,09–0,20
ТВГ-1,5	0,160	310	0,50
ТВГ-4	0,510	390	1,28
КВГ-4	0,500	390	1,25
КВГМ-4	0,500	390	1,22
КВГ-6,3	0,800	390	2,03
КВГ-6,5	0,800	390	1,97
ТВГ-8	1,100	390	2,70
КВГМ-10	1,240	390	3,10
КВГМ-20	2,500	390	6,20

В целях определения приоритетных мер, направленных на снижение выбросов того или иного ЗВ из конкретного устройства, вводится комплексный показатель — критерий опасности вещества, учитывающий класс опасности данного вещества и его количество, выбрасываемое в атмосферу на КС.

Критерий опасности i -го вещества рассчитывается по одной из формул:

$$\text{КОВ}_{1_i} = \left(\frac{M_i}{\text{ПДК}_{\text{с.с.}_i}} \right)^{\alpha_i};$$

$$\text{КОВ}_i = \left(\frac{G_i}{\text{ПДК}_{\text{с.с.}_i}} \right)^{a_i},$$

где M_i — мощность выброса i -го ЗВ на рассматриваемой территории, г/с;

G_i — валовой выброс за год i -го ЗВ, т/г.;

$\text{ПДК}_{\text{с.с.}_i}$ — среднесуточная предельно допустимая концентрация i -го ЗВ, мг/м³ (см. табл. 7);

a_i — постоянная, учитывающая класс опасности i -го ЗВ (см. табл. 7).

Воздухоохранные мероприятия проводятся в последовательности снижения критерия опасности (т. е. в первую очередь для ЗВ с максимальным значением КОВ). Расчеты показывают, что для КС, как правило, основными загрязняющими веществами как по мощности выброса, так и по объему годовых валовых выбросов являются оксиды азота NO и NO₂, на втором месте — выбросы метана CH₄, на третьем — СО. Следовательно, вначале необходимо разрабатывать меры, направленные на снижение выбросов NO_x, а уж затем — на снижение выбросов метана и окиси углерода.

В целях определения приоритетности воздухоохранных мероприятий для отдельных источников загрязнения КС проводится их ранжирование и классификация по значению величины индекса опасности ϕ :

$$\phi = \frac{M_i}{\text{ПДК}_{\text{м.р.}_i} \cdot H},$$

где M_i — мощность выброса ЗВ, г/с;

$\text{ПДК}_{\text{м.р.}_i}$ — максимальная разовая предельно допустимая концентрация для атмосферного воздуха населенных мест, мг/м³;

H — высота источника загрязнения, м.

Если высота источника загрязнения H менее 10 м, то значение ϕ вычисляется, как при H равной 10 м.

Расчетные значения ϕ для основных источников загрязнения на КС представлены в табл. 11, там же приведено ранжирование по степени опасности веществ, выбрасываемых в атмосферу из данного источника. Согласно этим данным на КС необходимо проектировать мероприятия по снижению выбросов NO_x в последовательности: ГТУ — газомотокомпрессор (ГМК) — газотурбинные и поршневые электрогенераторы — котлоагрегат. Следующими по значимости являются выбросы метана при операциях пуска-

остановки ГПА, далее — выбросы СО от ГТУ, ГМК, газотурбинных и поршневых электрогенераторов и котлоагрегатов.

Таблица 11

**Классификация источников выделения
загрязняющих веществ на компрессорных станциях [45]**

Источники выделения ЗВ	Высо- та источ- ника вы- броса Н, м (мин. — макс.)	Мощность выброса ЗВ М, г/с (мин. — макс.)	Величина ф (мин. — макс.)	Ранжирова- ние по зна- чению ф	
				источни- ков вы- бросов	ЗВ
Газотурбинная установка	5–28	NO _x 1,5–23,0 СО 0,6–40,0	0,7–27,0 0,004–1,0	1	1 3
Газомотоком- прессор	10–15	NO _x 3,5–19,0 СО 0,4–0,7	2,7–22,0 0,005–0,01	2	1 3
Нагнетатель, турбодетандер	5–10	CH ₄ 2100–5600	8–20	3	2
Котлоагрегат	15–30	NO _x 0,01–13,0 СО 0,05–13,0	0,008–10,4 (7·10 ⁻⁴)–0,2	5	1 3
Газотурбинные и поршневые электрогенера- торы	5–10	NO _x 2,8–8,0 СО 0,1–5,0 SO ₂ 0,1–0,3 Альдегиды 0,02–0,04 Бенз(а)пирен (0,6–1,3) · 10 ⁻⁶ Сажа: 0,3–0,7 Углеводороды 0,9–2,0	0,5–18,8 0,004–0,2 0,04–0,12 0,13–0,26 0,12–0,26 0,4–0,9 0,003–0,008	4	1 3 6 5 5 4 7

**4.6. Факторы, влияющие на образование ЗВ
в камерах сгорания ГТУ**

Как было показано выше, основным источником загрязнения атмосферного воздуха являются газотурбинные установки. К основным веществам, образующимся при сжигании топлива в камерах сгорания ГТУ, относятся оксиды азота, оксиды серы, оксид углерода СО, различные углеводороды. Из этих веществ наиболее высокой токсичностью обладают оксиды азота. На втором месте по степени опасности стоят оксиды углерода. Механизм образования этих веществ был рассмотрен в подгл. 4.3.

На образование оксидов азота существенное влияние оказывают температура и коэффициент избытка воздуха в камере сгорания ГТУ, время пребывания продуктов сгорания в первичной зоне горения, объемная теплонапряженность камеры сгорания.

Термические оксиды азота образуются непосредственно в факеле горения топлива в результате высокотемпературной цепной реакции окисления атмосферного азота свободным кислородом. Образование термических NO_x резко возрастает с повышением температуры в зоне горения и с увеличением концентрации атомарного кислорода O . При температурах ниже 1300–1400 К термические оксиды в продуктах сгорания практически отсутствуют; а при температурах около 1700–1800 К их содержание, напротив, резко возрастает.

В соответствии с механизмом Зельдовича скорость образования термических оксидов азота имеет экспоненциальную зависимость от температуры пламени, а также является функцией времени, в течение которого смесь находится в зоне высоких температур (рис. 2). С увеличением времени пребывания продуктов сгорания в зоне максимальных температур факела (определяемом конструкцией камеры сгорания) выход оксидов азота будет увеличиваться.

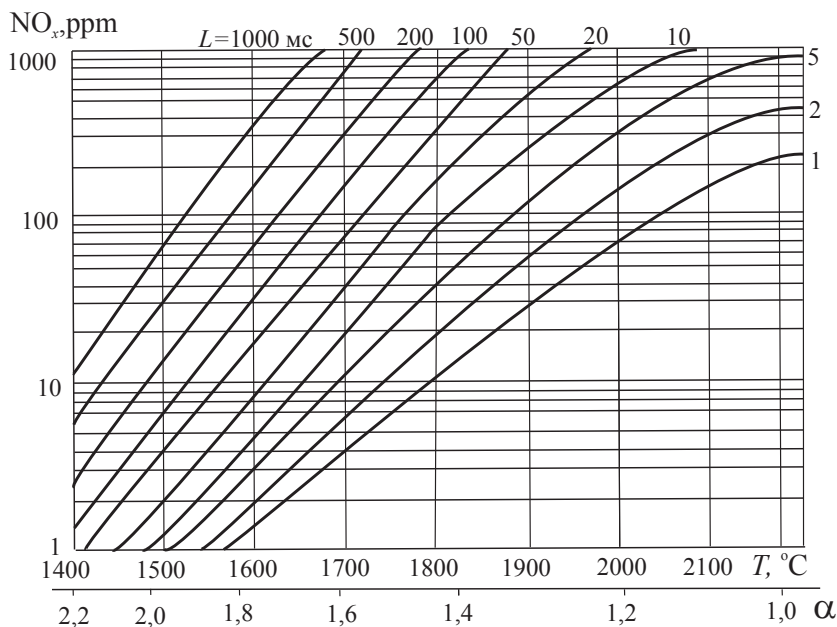


Рис. 2. Зависимость образования термических оксидов азота от температуры газов T и времени пребывания этих газов L в зоне максимальных температур (топливо — природный газ) [49]

Быстрые оксиды азота обычно образуются при температуре ниже 1000 К на начальном участке фронта пламени. Их выход практически не зависит от температуры горения. При температурах около 300 К скорость быстрых оксидов образования значительно выше, чем скорость образования термических оксидов.

Топливные оксиды азота образуются из азотосодержащих соединений топлива на начальном участке факела горения одновременно с быстрыми оксидами, но до появления термических NO. Образование топливных оксидов начинается уже при температурах 900–1000 К и быстро увеличивается с повышением температуры горения.

При температурах около 2000 К в продуктах сгорания, как правило, присутствуют все три типа NO_x; а при температурах выше 2000 К в основном образуются только термические оксиды азота.

Процесс образования оксидов азота зависит не только от абсолютного значения температуры, но и от характера ее распределения по длине факела горения топлива, а также от турбулентности потока. Так, при использовании вихревых горелок, когда температура факела и турбулентность потока выше, чем при использовании прямоточных горелок, выход оксидов азота резко возрастает. В горелках диффузионного типа, когда топливо воспламеняется на некотором расстоянии от сопла, зона горения удлиняется, температура в зоне горения вследствие теплообмена оказывается ниже, чем в горелках вихревого типа, и концентрация оксидов азота снижается.

Значительное влияние на выход NO_x при сгорании газозооушных смесей в ГТУ имеет коэффициент избытка воздуха α_v , причем зависимость имеет экстремальный характер (рис. 3). С увеличением коэффициента избытка воздуха до $\alpha_{кр}$ возрастает концентрация свободного кислорода в зоне горения, что способствует более интенсивному окислению азота воздуха и возрастанию концентрации NO. Максимальный выход оксидов азота имеет место при $\alpha_{кр} = 1,2 \dots 1,3$. При дальнейшем повышении коэффициента избытка воздуха происходит снижение выбросов NO_x, что связано с понижением температуры факела из-за его охлаждения избыточным воздухом.

По мере повышения теплового напряжения камеры сгорания q (следовательно, и температуры в камере сгорания) содержание NO_x в продуктах сгорания повышается, а экстремум зависимости концентрации оксидов азота от коэффициента избытка воздуха смещается в сторону больших значений α_v (рис. 3). Значение $\alpha_{\text{кр}}$ также определяется видом сжигаемого топлива и способом организации процесса горения.

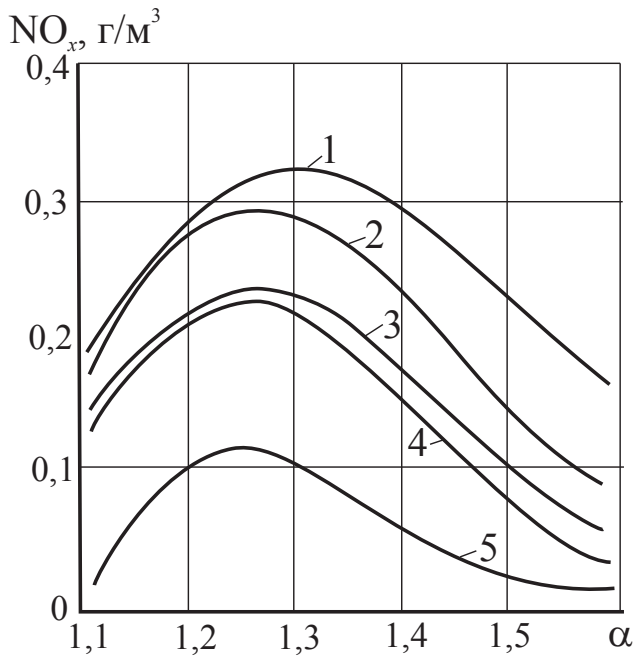


Рис. 3. Концентрация оксидов азота на выходе из камеры сгорания в зависимости от изменения коэффициента избытка воздуха α в зоне горения при различных значениях объемной теплонапряженности q камеры сгорания:

1 — $q = 210 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$; 2 — $q = 170 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$; 3 — $q = 125 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$;
4 — $q = 80 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$; 5 — $q = 40 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$ [38]

Значительное влияние на выход NO_x оказывает температура воздуха, подаваемого в зону горения. Например, предварительный подогрев воздуха с 180 до 380 °С увеличивает выход NO_x более чем в 2,5 раза (рис. 4), время их образования также сокращается.

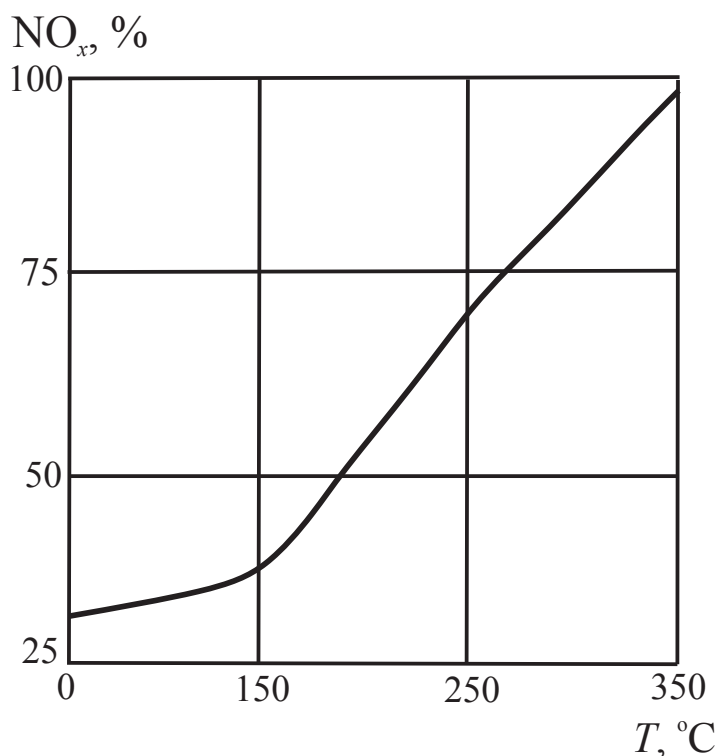


Рис. 4. Влияние температуры воздуха, подаваемого в зону горения, на образование оксидов азота [38]

Анализ данных (см. подгл. 4.4) показывает, что мощность выбросов оксидов азота весьма сильно отличается у различных установок. Более высокий выход оксидов азота будет иметь место в регенеративных газотурбинных установках. Это объясняется тем, что температура воздуха на входе в камеру сгорания в них всегда выше, чем в установках без регенерации тепла отходящих газов. Так в установке типа ГТК-10, до модернизации камеры сгорания, концентрация NO_x достигала значения порядка 350 мг/нм^3 (см. табл. 7).

На рис. 5 приведены зависимости концентрации оксидов азота от температуры перед турбиной для двух различных агрегатов. Повышенный уровень концентрации оксидов азота для ГТК-10-4 (рис. 5, а) в известной мере является следствием регенеративной схемы, т.е. высокой температуры воздуха перед камерой сгорания.

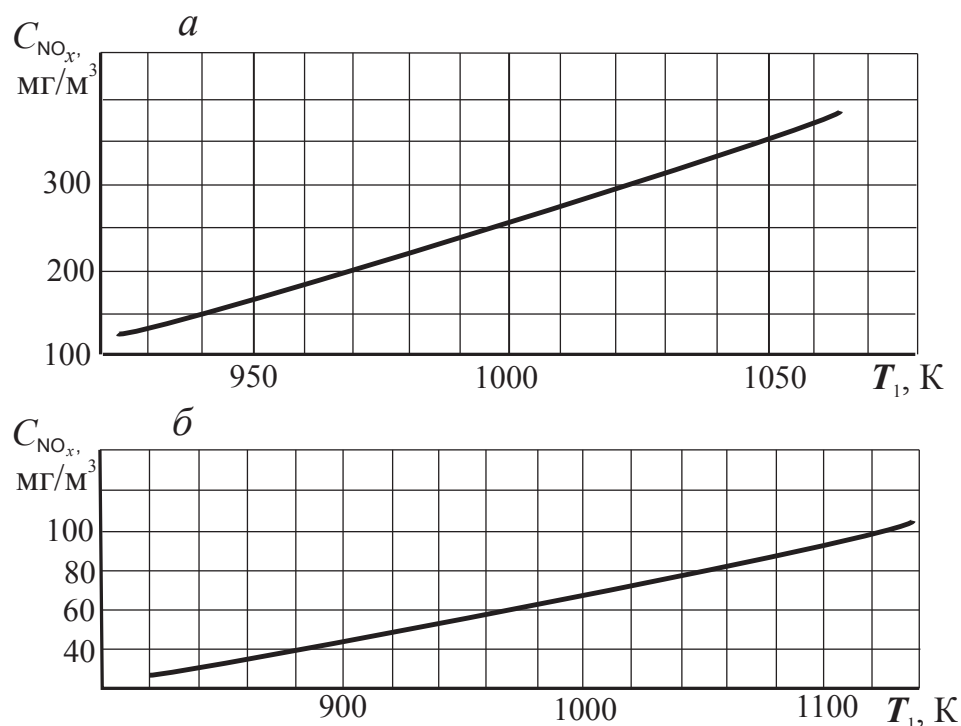


Рис. 5. Концентрация оксидов азота в отходящих газах агрегатов типа ГТК-10-4 (а) и ГПА-Ц-16 (б) в зависимости от температуры перед турбиной (по данным измерений на различных КС) [31]

Также концентрация оксидов азота будет линейно увеличиваться и с возрастанием нагрузки ГТУ (рис. 6).

Рассмотренные выше факторы оказывают большое влияние и на выход другого токсичного газа — оксида углерода СО (угарного газа).

Неполное сгорание топлива, ведущее к повышению выхода СО и несгоревших углеводородов, вызывается недостатком кислорода при горении богатых смесей ($\alpha_g < 1,0$) и, как следствие, низкой скоростью горения в первичной зоне; нехваткой времени пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур; плохим перемешиванием топлива и воздуха. Также известно, что СО образуется из-за наличия холодного пристеночного слоя в традиционной схеме охлаждения стенок жаровой трубы.

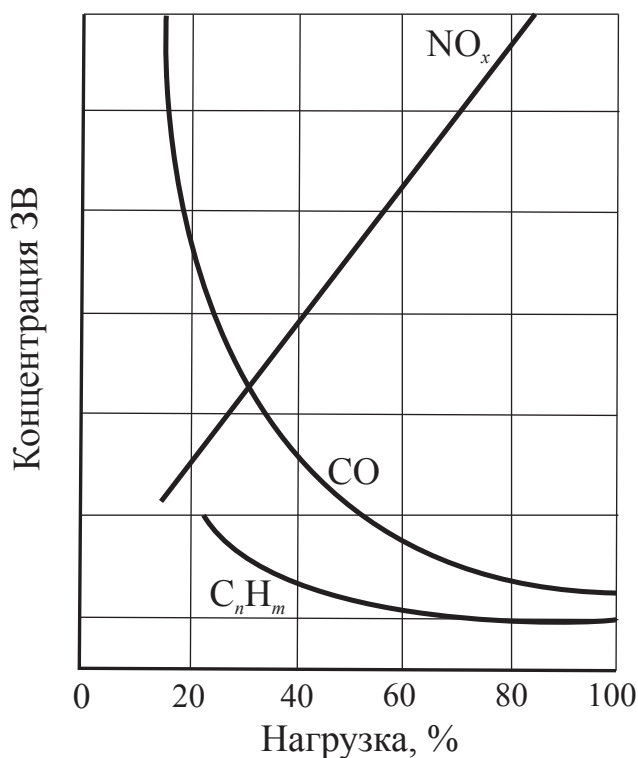


Рис. 6. Типичные изменения вредных выбросов в зависимости от нагрузки ГТУ [31]

С увеличением температуры факела, а также с увеличением времени пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур выход оксида углерода будет снижаться (рис. 7). Однако надо учитывать, что в соответствии с принципом Ле Шателье при повышении температуры и неизменном давлении равновесие экзотермической реакции $2CO + O_2 = 2CO_2 + Q$ смещается в направлении диссоциации CO_2 на оксид углерода и кислород, что может приводить к появлению окиси углерода в продуктах сгорания даже при высоких температурах. Заметная диссоциация CO_2 имеет место только при температурах более 2000–500 К. При температурах до 2000 К реакцию можно считать практически необратимой.

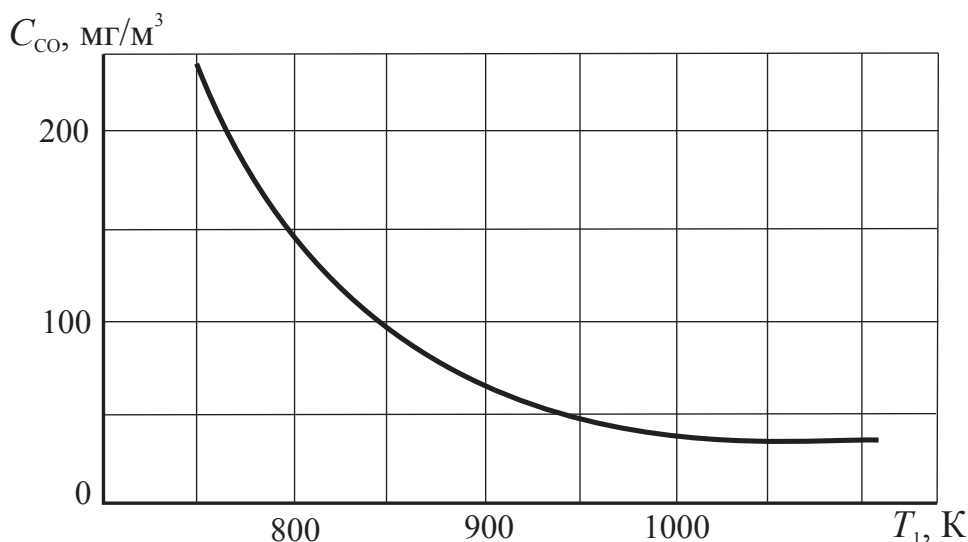


Рис. 7. Зависимость концентрации оксида углерода в отходящих газах от температуры перед турбиной T_1 для ГПУ-16 на КС «Добрянская» [31]

Зависимость концентрации СО в продуктах сгорания ГТУ от коэффициента избытка воздуха также не является однозначной. Если топливовоздушная смесь в первичной зоне камеры сгорания богатая (α_v низкий), то СО образуется из-за нехватки кислорода. Если смесь умеренно бедная или стехиометрическая, то некоторое количество СО будет образовываться вследствие диссоциации CO_2 . Минимальное значение концентрации оксида углерода при различных значениях теплового напряжения камеры сгорания обычно имеет место при коэффициентах избытка воздуха около 1,4. При дальнейшем росте величины α_v концентрация СО будет возрастать, и уже при $\alpha_v = 1,5$ она становится выше минимального значения примерно на 20–40% [38]. Причиной увеличения выхода СО в этом случае является следующее: обеднение топливовоздушной смеси приводит к понижению температуры в зоне горения и, следовательно, снижению скорости окисления углерода топлива до CO_2 .

Плохое перемешивание топлива с воздухом в зоне горения, а значит, и неравномерное распределение топлива в зоне факела приводит к наличию отдельных участков с богатой смесью, что также способствует неполному сгоранию топлива и образованию окиси углерода.

С увеличением нагрузки ГТУ с 20 до 50–60 % от номинальной концентрация оксида углерода и несгоревших углеводородов в продуктах сгорания существенно снижается. Однако дальнейший рост нагрузки агрегата практически уже не оказывает влияние на выход этих веществ (см. рис. 6).

Анализ факторов, влияющих на образование наиболее опасных веществ в камерах сгорания ГТУ, позволяет сформулировать основные способы снижения токсичности продуктов сгорания. Для уменьшения выхода оксидов азота необходимо снижать температуру в зоне горения, сокращать время пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур, подбирать оптимальные коэффициенты избытка воздуха. Но все это приведет к увеличению концентрации продуктов неполного сгорания топлива — окиси углерода и несгоревших углеводородов. Таким образом, в каждом конкретном случае приходится искать компромисс между снижением оксида углерода и оксидов азота.

Однако если учесть, что токсичность оксидов азота, их воздействие на окружающую среду и организм человека значительно выше, то необходимо добиваться снижения выбросов именно оксидов азота. Практические способы решения этой задачи будут рассмотрены в разделе Б.

5. Физическое воздействие объектов газовой отрасли

К основным показателям физического воздействия ГКС на окружающую среду можно отнести шум, вибрацию и тепловое загрязнение.

При строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов возникают такие источники шума, как аэропорты, вертолетные площадки, транспортные магистрали и т. д. Для всех перечисленных источников характерен высокий уровень шума, значительно превышающий санитарные нормы, что создает неблагоприятные условия для обслуживающего персонала и жителей близлежащих районов, а также для обитания диких животных, рыб и птиц.

Компрессорная станция является источником интенсивного шума, который распространяется как в помещениях и на территории самой ГКС, так и на территории ближайшей к ней жилой застройки. Высоким уровнем шума характеризуются:

- ГПА;
- блоки редуцирования;
- системы вентиляции;
- системы технологического сброса газа;
- агрегаты воздушного охлаждения газа (АВО газа).

На КС с газотурбинным приводом основными источниками шума являются ГТУ и нагнетатели, в частности, такие их элементы, как воздухозаборная камера, всасывающий патрубок осевого компрессора, корпус газотурбинного агрегата, шахта выхлопа газотурбинного агрегата, нагнетатель, технологическая обвязка трубопроводов центробежных нагнетателей, а также системы вентиляции.

Процесс всасывания ГТУ вызывает шум, характеризующийся уровнями звукового давления 90–100 дБ, максимум излучения имеет место на частотах 1000–4000 Гц. Шум шахты выхлопа имеет максимум излучения в диапазоне частот 500–1000 Гц. Уровни шума выхлопа на расстоянии 10 м от шахты оцениваются в пределах 80–90 дБ. Нагнетатели излучают шум высокого уровня 90–100 дБ с максимумом излучения в диапазоне 1000–2000 Гц. Технологическая обвязка трубопроводов центробежных нагнетателей излучает шум, распространяющийся от нагнетателей, поэтому спектры шума нагнетателей и трубопроводов идентичны. Газотурбинные установки являются также ярко выраженными источниками инфразвука, который всегда маскируется в общем шумовом фоне.

Основные источники шума на КС с авиационным приводом: авиационный двигатель, нагнетатель, гитара трубопроводов. Среди излучателей интенсивного шума можно выделить следующие источники: шахту выхлопа (110–115 дБ), бокс двигателя (110–120 дБ), технологическую обвязку трубопроводов центробежных нагнетателей (105–110 дБ). Характеристика шума перечисленных выше излучателей аналогична характеристике излучателей шума стационарных ГТУ.

Основным шумящим оборудованием КС с ГМК являются кривошипно-шатунные механизмы, рабочие цилиндры, система трубопроводов, шахта выхлопа. Шум кривошипно-шатунных механизмов механического происхождения имеет импульсный характер, излучается в широком диапазоне частот, определяемом собственными частотами колебаний системы. Шум рабочих цилиндров генериру-

ется в результате протекания процессов воспламенения и сгорания топлива, а также в результате динамических изменений давления газов. Шум имеет максимум интенсивности излучения 100–105 дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 250–500 Гц. Шум шахты выхлопа излучается в низкочастотном диапазоне и имеет непостоянный характер. Максимум интенсивности излучения 105 дБ наблюдается в октаве 63 Гц.

Основным источником шума АВО газа являются вентиляторы. Наиболее интенсивное излучение звука, создаваемое работой вентиляторов АВО газа, наблюдается в диапазоне 250–1000 Гц.

Исследования, проведенные на современных компрессорных станциях, показали, что длительное воздействие шума вызывает различные нарушения в организме человека, которые приводят к профессиональным заболеваниям, общей и профессиональной нетрудоспособности. Распугивая диких зверей и заставляя их покидать место обитания, шум отрицательно влияет на структуру популяций, являясь одной из причин переуплотнения новых мест обитания и снижения продуктивности охотничьих угодий. Более подробно влияние шума на живые организмы было рассмотрено в ч. 1 данного пособия.

Помимо шума, работа оборудования ГКС может сопровождаться и появлением вибрации. Вибрация газотурбонагнетателя может возникнуть из-за нарушения уравновешенности ротора, искривления оси вала ротора, неисправности подшипников, неисправности системы смазки и т. д. Снижение уровня виброактивности ГПА, трубопроводов технологического газа компрессорных станций, редукторов, фундаментов и других элементов является необходимым фактором повышения их долговечности. В этой связи необходимо осуществлять контроль их вибропараметров с использованием современной аппаратуры.

Тепловое загрязнение окружающей среды появляется вследствие наличия на КС различных источников сжигания топлива и выброса в атмосферу нагретых продуктов сгорания. К таким источникам относятся ГТУ, котельные, дизель-генераторы, двигатели внутреннего сгорания автотранспорта.

Одной из особенностей термодинамического цикла ГТД является сравнительно высокая температура газов на выходе. В зависимости от типа газотурбинного привода она составляет 400–600 °С,

а ее истинное значение для конкретной машины зависит от степени сжатия, условий на входе в двигатель и режима его работы. В настоящее время эффективный КПД газоперекачивающих агрегатов не превышает 25–35 %, следовательно, оставшиеся 65–75 % энергии, часть которой можно использовать, выбрасываются в окружающую среду.

С учетом отмеченного высокого уровня температуры отходящих на выходе газов должна быть организована утилизация их энергии в форме тепла различными способами. Некоторые способы энергосбережения на КС будут рассмотрены в разделе Б.

6. Воздействие ГКС на водные объекты

Эксплуатация газокompрессорной станции связана с двумя основными направлениями воздействия на водные ресурсы: изъятием воды из окружающей среды для водоснабжения КС и водоотведением сточных вод после использования.

Используемая на компрессорных станциях вода по назначению подразделяется на хозяйственно-бытовую и производственную.

К производственному потреблению относится использование воды в качестве рабочего тела в котельных, в теплообменниках и охладителях, в системах пожаротушения, а также для опрессовки и промывки технологического оборудования КС и магистральных трубопроводов. На долю производственного потребления приходится около 40 % от общего водозабора.

Хозяйственно-бытовое потребление составляет около 60 % от общего водозабора и включает в себя использование воды для бытовых нужд обслуживающего персонала; мойки автомобильного транспорта, производственных помещений и территорий; полива зеленых насаждений.

Вода, подаваемая на производственные нужды КС, должна иметь малую жесткость; минимальное содержание солей и масел; отсутствие взвешенных веществ и соединений кремния. Особенно высокие требования к качеству воды предъявляются в том случае, когда она используется как рабочее тело в котлах или теплообменниках. Качество питьевой воды должно соответствовать нормативным требованиям еще и по органолептическим, и бактериологическим показателям.

Для водоснабжения КС могут использоваться как поверхностные, так и подземные источники (например, артезианские скважины). В зависимости от типа источника водоснабжения будет изменяться и система водоподготовки.

Поверхностные воды требуют очистки от большого количества загрязняющих веществ: взвешенных частиц; нитратов и нитритов; СПАВ (синтетические поверхностно-активные вещества); соединений различных металлов; органических веществ; болезнетворных бактерий и организмов. Это влечет за собой необходимость в сложной, многоступенчатой системе водоподготовки — отстаивании, осветлении и фильтрации для удаления взвешенных частиц; хлорировании или озонировании для уничтожения бактерий и микроорганизмов; различных методов очистки от растворенных в воде примесей.

Подземные источники, как правило, имеют изначально более высокое качество воды. При их использовании предусматривается очистка воды, в основном от соединений железа, марганца и ряда других неорганических веществ. Однако, кроме веществ природного происхождения, в последнее время в подземных водах встречаются и антропогенные загрязнения, проникающие туда в результате фильтрации с поверхности или из прилегающих слоев грунта. Особенно велика вероятность загрязнения подземных источников водоснабжения, когда утилизация сточных вод производится путем закачки их в подземные горизонты.

Использование в качестве источников водоснабжения артезианских скважин может быть обусловлено не только более высоким качеством воды, но и спецификой работы компрессорных станций — удаленностью от населенных пунктов и централизованных систем водоснабжения.

По данным Экологического отчета ОАО «Газпром» за 2014 г.^{*} структура водопотребления объектов газового комплекса следующая:

- поверхностные источники — 48,07 млн м³ (37,7%);
- подземные источники — 32,89 млн м³ (25,8%);

^{*} URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/18/681453/gazprom-ecology-report-2014.pdf>

- системы водоснабжения коммунального назначения — 44,40 млн м³ (34,9%);
- прочие системы водоснабжения — 16,98 млн м³ (13,3%).

Водоотведение на КС включает в себя сбор, очистку и сброс использованной воды, при этом очистке и утилизации подлежат не только бытовые и производственные сточные воды, но и поверхностные ливнево-талые воды, загрязненные различными веществами.

Сброс сточных вод на объектах газовой отрасли осуществляется:

- в поверхностные водоемы (около 50 % общего объема сточных вод);
- в пруды-испарители и на поля фильтрации (около 30 % стоков);
- в подземные горизонты (около 7 %);
- в другие водохозяйственные системы (около 13 %).

Наиболее жестким требованиям по качеству должны соответствовать сточные вод, сбрасываемые в поверхностные водоемы. В зависимости от степени загрязненности их можно разделить на три категории: нормативно-чистые; нормативно-очищенные и загрязненные.

Нормативно-чистые воды — это стоки, отведение которых в водные объекты можно производить без очистки; такой сброс не приводит к нарушению качества воды в контролируемом створе водоема или пункте водопользования.

Нормативно-очищенные воды — это стоки, которые прошли очистку на соответствующих сооружениях и отведение которых после этого не приводит к нарушению норм качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования, т. е. содержание загрязняющих веществ в них не должно превышать утвержденные предельно допустимые сбросы (ПДС).

Загрязненные сточные воды — это стоки, сброшенные в поверхностные водные объекты совсем без очистки или после недостаточной очистки; загрязняющие вещества в такой воде содержатся в количествах, превышающих установленные нормативы ПДС.

Особенность предприятий газовой промышленности заключается в том, что количество сточных вод по сравнению с другими отраслями промышленности относительно невелико, но загрязненность их все равно достаточно высока (табл. 12).

Таблица 12

Данные о сбросе сточных вод некоторыми отраслями промышленности России в 2010 г. [54]

Отрасль промышленности	Общий сброс сточных вод, млн м ³	В том числе			
		нормативно-очищенные сточные воды		загрязненные сточные воды	
		млн м ³	%	млн м ³	%
Газовая	88	21	23,9	4	4,5
Нефтедобыча	18,4	6,8	37,0	10,5	57,1
Нефтепереработка	429	245	57,6	180	42,0
Угольная	515	85	16,5	425	82,5
Электроэнергетика	31000	208	0,7	11 700	37,7

В 2014 г. водоотведение объектами газового комплекса Группы Газпром составило 40,35 млн м³, из них около 5 % приходилось на долю загрязненных сточных вод.

Достаточно распространенный на объектах газовой отрасли способ утилизации сточных вод, включающий в себя физико-химическую очистку с последующей закачкой в пласт (с использованием скважин различной глубины), также имеет ряд недостатков: высокую себестоимость бурения скважин, необходимость в установке оборудования высокого давления, постоянную борьбу с забиванием скважин.

В сточных водах КС могут присутствовать как органические, так и неорганические вещества в различных состояниях (в растворенном, коллоидном и взвешенном).

Основными загрязнителями сточных вод на КС являются:

- соли;
- нефтепродукты;
- метанол;
- диэтиленгликоль (ДЭГ);
- тяжелые металлы;
- хозяйственно-бытовые отходы.

Высокое содержание в сточной воде нефтепродуктов связано с наличием на компрессорной станции большого парка автотранспорта.

Нефть и нефтепродукты оказывают вредное воздействие на многие живые организмы и пагубно влияют на все звенья биологической цепи. Килограмм нефти может разлиться тонкой пленкой на площади до 1 га и погубить более 100 млн личинок рыб, многие виды планктона. Нефтяные пленки на поверхности морей и океанов нарушают обмен энергией, теплом, влагой и газами между водным объектом и атмосферой. Пятно не пропускает солнечные лучи, замедляет обновление кислорода в воде. В результате перестает размножаться планктон — основной продукт питания водных организмов.

Растворимые компоненты нефти очень ядовиты. Их присутствие приводит к уменьшению скорости роста у многих морских организмов, появлению различных заболеваний у млекопитающих, а также к гибели морских обитателей и прежде всего рыб. Нефтепродукты нередко становятся причиной гибели и морских птиц.

Из загрязняющих воду веществ очень опасны детергенты — синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ), понижающие поверхностное натяжение воды и используемые в качестве моющих средств в быту и добавок к пестицидам в сельском хозяйстве. СПАВ плохо поддаются очистке, в водоемы попадает до 50–60% от их первоначального количества. Детергенты сильно пенятся, слой пены может достигать высоты 1 м, препятствуя обмену веществ в водной среде, снижая способность водоема к самоочищению. На окисления детергентов тратится значительное количество растворенного в воде кислорода, поэтому у рыб развиваются жаберные кровотечения и удушье. Некоторые из этих веществ обладают и мутагенными свойствами.

Тяжелые металлы, попадающие в водоемы (ртуть, свинец, цинк, медь, кадмий), активно накапливаются в пищевых цепях, оказывают токсическое действие на живые организмы. Кроме этого, ионы тяжелых металлов оседают на стенках сосудов организма, засоряют почечные каналы, каналы печени, снижая фильтрационную способность этих органов и способствуя накоплению токсинов и продуктов жизнедеятельности клеток нашего организма, т. е. самоотравлению организма.

Метанол (или метиловый спирт CH_3OH) широко используется в газовой промышленности как реагент для борьбы с гидратообра-

зованием. Это бесцветная, легкоподвижная жидкость с запахом, аналогичным запаху этилового спирта, наиболее токсичное соединение среди всех спиртов, относится к веществам 3 класса опасности (умеренно опасное вещество). Он медленно окисляется в организме человека, образуя различные ядовитые вещества.

Токсическое действие метанола связано с угнетением центральной нервной системы, поражением сетчатки глаза и дистрофией зрительного нерва. Опасен прием метанола внутрь: 5–10 мл могут вызвать тяжелые отравления и слепоту, а 30 мл — привести к смертельному исходу. Острое отравление характеризуется состоянием легкого опьянения, тошнотой, рвотой, сильной головной болью, резким ухудшением зрения вплоть до слепоты, затруднением дыхания. При очень больших дозах отравление может протекать в молниеносной форме, смерть наступает в течение 2–3 ч. Хронические отравления характеризуются головокружением, головной болью, бессонницей, повышенной утомляемостью, желудочно-кишечными расстройствами, болями в области сердца и печени, нарушением функции зрения.

Диэтиленгликоль (ДЭТ, двуэтиловый спирт) используется для осушки природного газа перед его транспортировкой по газопроводу. ДЭТ является прозрачной белой вязкой жидкостью, гигроскопичен, обладает сладковатым вкусом, растворим в воде, относится к веществам 3 класса опасности. Диэтиленгликоль не представляет серьезной опасности в случае кратковременного вдыхания паров при комнатной температуре или контакта с кожей. Однако длительное вдыхание вызывает раздражение слизистых оболочек дыхательных путей, наркотический эффект. При попадании больших доз диэтиленгликоля в желудочно-кишечный тракт возможна почечная недостаточность и смертельный исход. Большие дозы диэтиленгликоля вызывали у животных образование камней и опухолей в мочевом пузыре.

Различные загрязняющие вещества требуют и различных способов очистки сточных вод. Очистка сточных вод от нефтепродуктов является одной из основных проблем водоотведения. Типовые аппараты (нефтеловушки, флотационные установки) обычно рассчитаны на большую производительность, поэтому такие установки малопригодны для газовой отрасли. Также затруднительна их эксплуатация в холодных условиях северных регионов. Поэтому

часто в сточных водах ГКС наблюдается превышение допустимых норм по содержанию нефтепродуктов. Еще большее превышение норм отмечается для СПАВ, поступающих вместе с хозяйственно-бытовыми сточными водами, так как даже самая совершенная система очистки, включая биологическую, не удаляет до 30 % этих загрязняющих веществ.

Серьезную проблему представляет и очистка сточных вод от диэтиленгликоля и метанола. Для удаления подобных веществ применяется в основном микробиологический метод, который также сложно осуществить на большинстве ГКС из-за небольшой производительности установок, ограничения по содержанию солей, снижения эффективности биологической очистки в северных климатических условиях.

При использовании на КС открытых систем водяного охлаждения, водные объекты могут подвергаться термическому загрязнению. Повышение температуры воды уменьшает содержание растворенного в ней кислорода, увеличивает токсичность растворенных в ней примесей, способствует развитию сине-зеленых водорослей, приводит к резкому размножению болезнетворных микроорганизмов.

7. Воздействие на земельные ресурсы

Воздействие ГКС на почву можно свести к следующим основным направлениям:

- загрязнению почвы нефтепродуктами (различными видами топлива, смазочными материалами, продуктами очистки газа и т. д.);
- накоплению в почве тяжелых металлов (свинца, ртути, цинка и др.);
- загрязнению промышленными и бытовыми отходами газотранспортного предприятия;
- воздействию кислотных осадков, образующихся в атмосфере.

Загрязнение почвы углеводородными смесями может быть связано с осуществлением таких технологических операций, как очистка и осушка газа, очистка полости газопровода в ходе проведения профилактических и капитальных ремонтов, удаление продуктов очистки газа (шлама и конденсата) из пылеуловителей и фильтров-сепараторов. Также попадание нефтепродуктов в почву воз-

можно при проливах топлива и масел во время заполнения резервуаров хранения нефтепродуктов, при заправке автотранспортных средств, при нарушении герметичности емкостей и маслопроводов.

Пропитывание нефтепродуктами почвенной массы приводит к активным изменениям ее химического состава, свойств и структуры почвы. Легкие углеводородные фракции проникают в глубь почвы, заполняют поры, обволакивают частицы почвы, тем самым снижают ее водо- и воздухопроницаемость, понижают содержание в почве кислорода, что создает анаэробные условия и уменьшает окислительно-восстановительный потенциал почвы. Тяжелые фракции нефтепродуктов создают на поверхности почвы корку, не давая испаряться из почвы легким углеводородным фракциям, проникшим в глубь почвы, а также токсичным продуктам жизнедеятельности почвенных организмов. В результате все живое в почве просто гибнет, почва теряет свои хозяйственные свойства, становится мертвой.

Тяжелые металлы не являются специфическими загрязнителями для газовой отрасли. Тем не менее исследование снегового покрова и верхнего слоя почвы вблизи КС показывает наличие там достаточно высоких концентраций ртути, свинца, марганца, никеля. Источниками поступления тяжелых металлов в окружающую среду могут служить котельные, участки сварки и резки металла, аккумуляторные отделения, автотранспортные средства, места складирования и хранения отходов.

Тяжелые металлы хорошо адсорбируются частицами почвы, их соединения длительное время сохраняют свою подвижность и токсические свойства. Они легко накапливаются в почве, но трудно и медленно из нее удаляются. По данным [29] период полуудаления из почвы цинка составляет около 500 лет, кадмия — до 1000 лет, меди — до 1500 лет, свинца — до нескольких тысяч лет. Почвы северных территорий, подверженные действию холодного климата и вечной мерзлоты, характеризуются тем, что период самоочищения у них вообще практически отсутствует.

В дальнейшем тяжелые металлы из почвы могут мигрировать в растения, поступать в реки и озера и далее, по трофическим цепям, — в живые организмы.

Отходы газотранспортного предприятия можно подразделить на отходы потребления и отходы производства. К отходам потре-

бления относятся различный бытовой мусор и пищевые отходы. Отходы производства включают в себя:

- различные отработанные масла, загрязненные водой, механическими примесями и органическими компонентами;
- шлам и газовый конденсат, образующийся при очистке газа, (с содержанием нефтепродуктов 10–90 %);
- шламы от очистки резервуаров хранения масел и других нефтепродуктов;
- избыточный активный ил, отводимый с биологических очистных сооружений;
- отработанные люминесцентные (ртутные) лампы;
- металлолом;
- различные виды пластика;
- отходы ремонтных мастерских и других вспомогательных производств (аккумуляторные батареи, металлическая стружка, промасленная ветошь, изношенные резинотехнические изделия и др.);
- другие виды отходов.

Все перечисленные отходы производства относятся к различным классам опасности и подлежат переработке и (или) уничтожению. На территории КС должны быть предусмотрены места временного хранения для отходов различного вида с учетом степени их опасности. Однако при несоблюдении соответствующих мер безопасности вредные вещества, содержащиеся в бытовых и производственных отходах (ртуть, кислота, нефтепродукты и др.), могут проникать в почву, а оттуда — в водные объекты и живые организмы.

Источником кислых осадков являются процессы горения любых видов топлив. При сжигании топлива в воздух выбрасываются оксиды азота и диоксид серы. Эти газообразные вещества реагируют с атмосферной водой с образованием азотной и серной кислот. В результате дождь и снег оказываются подкисленными, т. е. имеют показатель pH ниже 5,5.

В результате закисления почвы происходит растворение и вынос из почвы в грунтовые воды питательных веществ, жизненно необходимых растениям. Одновременно выщелачиваются из почвы и тяжелые металлы, которые затем усваиваются растениями, вызывая у них серьезные повреждения. Используя такие растения в пищу, человек также получает вместе с ними повышенную дозу тяжелых металлов.

Помимо загрязнения поверхностных слоев почвы, добыча и транспортировка газа сопровождается определенным воздействием на подземные недра; глубокие преобразования объектов земной коры возможны на больших глубинах — до 10–12 км. Добыча газа из недр приводит к значительному снижению пластового давления, при снижении которого происходит перераспределение нагрузки, нарушается равновесие литосферы. Эти процессы могут достигать широких масштабов и приводить к повышению сейсмичности региона.

Одним из основных элементов Единой системы газоснабжения являются подземные хранилища газов. При квалифицированном применении современных методов строительства и эксплуатации хранилищ отрицательное воздействие на природу практически исключается. Однако в отдельных случаях также могут проявиться геодинамические процессы в виде деформаций (просадок) земной поверхности и сейсмических толчков разной силы. Техногенные последствия этих процессов могут отразиться на нарушении устойчивости сооружений и газопроводов, а также привести к возникновению аварийных ситуаций, связанных с разрушением инженерных сооружений.

Воздействие на недра может проявляться и при использовании разнообразных методов подземного захоронения сточных вод, особенно при отсутствии должных методов геоэкологического контроля.

РАЗДЕЛ Б. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Главной целью экологической политики промышленного предприятия или отрасли должна быть минимизация негативного воздействия производственной деятельности на окружающую среду, а также на здоровье работников предприятия и населения. Повышение экологической безопасности достигается с помощью различных действий, реализация которых наиболее оптимальным путем позволяет решать имеющиеся экологические проблемы или предупреждает их появление.

Основные институциональные действия, носящие в основном предупредительный характер (экологическое законодательство, система экологического менеджмента и т. д.), были подробно рассмотрены в части 1 данного пособия. Далее будут рассмотрены различные технические и технологические действия, направленные на повышение экологической безопасности объектов газовой отрасли.

8. Снижение потерь природного газа

Как было показано в подгл. 4.2, потери природного газа можно разделить на три группы: технологические (плановые) выбросы при эксплуатации и ремонте оборудования, фугитивные выбросы (утеч-

ки) и аварийные выбросы. Рассмотрим основные мероприятия, направленные на сокращение выбросов природного газа, по каждому из этих направлений.

8.1. Снижение технологических выбросов

Значительная часть организованных выбросов природного газа связана с проведением таких операций, как пуск и останов ГПА, продувка аппаратов очистки газа, а также с ремонтными работами на газопроводе. Поэтому к основным мероприятиям, направленным на снижение технологических потерь природного газа, можно отнести следующие:

- повышение общей эксплуатационной надежности ГПА для сокращения числа вынужденных и аварийных остановов агрегата;
- применение воздушных и электрических систем запуска ГПА;
- внедрение безрасходных методов продувки аппаратов очистки газа, исключающих прямые потери продуваемого газа в атмосферу;
- применение высоконапорных передвижных воздушных компрессорных установок для продувок и испытаний вновь вводимых и отремонтированных участков газопровода;
- использование различных устройств для перекачки и утилизации газа при проведении ремонтных работ на газопроводе;
- использование прогрессивных методов ремонта газопровода без остановки процесса перекачки газа (врезка отводов в действующий газопровод под давлением; безогневые методы ремонта дефектных участков с помощью клеевых композиций или усиливающих муфт и др.).

Повышению надежности ГПА во многом способствует качественный и своевременный планово-предупредительный ремонт (ППР). Система планово-предупредительных ремонтов — это комплекс организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, эксплуатации и ремонту технологического оборудования, направленных на предупреждение преждевременного износа деталей, узлов и механизмов и содержание их в работоспособном состоянии. Благодаря своевременному проведению ППР можно значительно сократить число отказов на КС, тем самым снизив количество сбрасываемого в атмосферу природного газа при аварийном останове и последующем пуске ГПА.

Пуск ГТУ является одним из самых ответственных этапов в организации эксплуатации компрессорной станции, его осуществляют с помощью различных пусковых устройств. Чаще всего для газоперекачивающих агрегатов применяются турбодетандеры, работающие на природном газе, который предварительно очищается и редуцируется до необходимого давления. После прохождения через турбодетандер газ выбрасывается в атмосферу из свечного крана. Расход природного газа на работу турбодетандера при запуске может достигать 2–4 тыс. м³ (см. подгл. 4.2).

Систему пуска и ввода ГПА в работу можно сделать более экономичной, если к существующей обвязке нагнетателя подключить аккумулирующую емкость, куда и осуществляется сброс отработанного в турбодетандере газа. Из этой аккумулирующей емкости газ может отсасываться эжектором и подаваться затем либо в топливный, либо в пусковой коллектор.

В качестве рабочего тела турбодетандера может использоваться сжатый воздух. Поэтому если на КС имеется недорогой источник сжатого воздуха требуемого давления, схема запуска ГПА может быть изменена. Также в последнее время для запуска ГПА вместо турбодетандера стали использовать и стартеры с электроприводом. И в том и в другом случае потери природного газа при пуске ГПА значительно снижаются.

В целях снижения потерь природного газа при проведении ремонтных работ на газопроводе можно использовать перепуск газа из ремонтируемого участка газопровода с высоким давлением в газопровод с низким давлением через существующие или временные перемычки. Также можно осуществлять подключение потребителей к ремонтируемому участку через газопроводы-отводы. Однако внедрить данные способы в уже существующие технологические схемы чаще всего очень сложно.

Значительно более удобным является технология опорожнения ремонтируемого участка с помощью различных мобильных устройств. Чаще всего мобильные газоперекачивающие установки состоят из нагнетателя и эжектора. Установку подключают к обводной линии линейного крана. Газ отбирается из ремонтируемого участка и направляется в следующий за ним участок по ходу газа или в параллельно расположенный газопровод (при многониточной схеме). Когда давление в ремонтируемом участке упадет до минимального, эжектор автоматически отключится.

Существуют также различные мобильные компрессорные станции с использованием прямого способа откачки газа из отключенного участка газопровода (без применения эжектора). Подобные установки имеют ряд преимуществ по сравнению с эжекторными, в частности, меньшие габаритные размеры, меньшее время откачки и расход топливного газа, большую мобильность.

По мощности выброса, т. е. количеству выбрасываемого в атмосферу газа за единицу времени, аппараты очистки газа (пылеуловители, фильтры, сепараторы) занимают одно из главных мест среди технологического оборудования КС. Основным способом снижения потерь природного газа при продувках аппаратов очистки является внедрение безрасходной продувки.

Принцип безрасходной продувки заключается в следующем: продувочный газ из узла очистки поступает в сепарирующее устройство, где из газа выделяется влага и отделяются механические примеси. Очищенный газ собирается в аккумулирующей емкости, откуда периодически отбирается и направляется на технологические нужды КС (как топливный газ для ГТУ или электростанции собственных нужд) или потребителям.

Снижению затрат природного газа на его транспортировку будет способствовать и внедрение различных современных технологий:

- использование высокопрочных труб большого диаметра с гладким внутренним покрытием для снижения гидравлических потерь. Это приводит к увеличению пропускной способности газопровода и повышению производительности в 1,5–2 раза [48];
- внедрение ГПА с высокой экономичностью, что непосредственно ведет к снижению затрат топливного газа на работу ГТУ;
- применение устройств охлаждения газа нового поколения, которые позволяют существенно снизить температуру газа в газопроводе. Это приводит к уменьшению мощности ГПА на последующих КС и, следовательно, к снижению расхода топливного газа и др.

8.2. Снижение утечек газа

Одной из первоочередных задач экономии природного газа является сокращение потерь газа через различные неплотности как в обвязке компрессорных станций, так и на линейных участках га-

зопроводов. Для этого, с одной стороны, необходимо совершенствовать конструкции узлов для повышения их герметичности, а с другой — развивать методы и разрабатывать специальные приборы для определения мест утечек газа для их последующего устранения.

В целях предупреждения утечек газа через запорную арматуру используются различные уплотнительные смазки и пасты. Уплотнительные смазки должны надежно герметизировать затвор в широком диапазоне температур, разделять трущиеся детали высокопрочной пленкой, выдерживающей большие нагрузки, не выдавливаясь из зазоров. Помимо этого, уплотнительные смазки не должны вызывать коррозии материалов газового оборудования. Необходимо регулярно производить поднабивку систем уплотнения запорной арматуры специальной смазкой в соответствии с инструкцией по обслуживанию конкретного типа арматуры.

Добиться определенного снижения количества теряемого газа можно заменой разъемных резьбовых соединений на сварные (там, где это допустимо), а также повышением качества сварки при строительстве и ремонте трубопроводов.

Помимо неплотностей в арматуре и соединительных элементах, в результате появления микротрещин и свищей на участках трубопроводов, пораженных коррозией или в результате деформации трубопровода, образуются фугитивные выбросы. В этом случае снизить количество теряемого газа, а также предотвратить аварийные разрывы газопровода можно только своевременным обнаружением утечки.

Наиболее часто используемый способ обнаружения утечек в помещениях — это обмыливание арматуры, соединительных элементов и сварных швов труб. Однако этот простой метод не всегда позволяет вовремя обнаружить источник потерь. Кроме того, использование данного способа невозможно на линейной части магистрального газопровода.

Утечки газа из газопроводов могут быть обнаружены визуально при периодическом осмотре земли вдоль трассы по следующим признакам:

- шуму газа и запаху, если газ одорирован;
- изменению цвета растительности или появлению засохшей растительности;
- появлению пузырьков на водной поверхности в местах переходов через реки и болота, а также на воде, скопившейся над

газопроводом в результате дождя или таяния снега;

- потемнению снега от вынесенных газом частиц грунта;
- движению грунта или снега в месте утечки.

Этот способ весьма трудоемок и не всегда осуществим из-за климатических и природных условий. Более надежными являются различные приборные методы контроля целостности трубопровода и обнаружения утечек природного газа.

Сущность волнового способа обнаружения утечки состоит в том, что на противоположных концах контролируемого участка трубопровода устанавливают два датчика, чувствительных к воздействию волн давления, которые распространяются в обе стороны от места повреждения трубопровода. По разности времени прихода волн на концы участка можно вычислить место утечки.

Другой тип датчиков используется для непрерывного автоматического измерения на контролируемом участке не только давления газа, но и массового расхода. В месте появления утечки возникает скачок массового расхода. Датчики проводят измерение расхода, вычисляют отношение расходов газа в начале и конце контролируемого участка и сравнивают его с заданным значением. При появлении отклонения датчики дают сигнал об утечке газа, а место утечки определяется по измерению давления, как и в предыдущем методе.

Оба описанных метода требуют установки на всем протяжении газопровода через определенное расстояние специальных датчиков и регистрирующей аппаратуры, а также имеют достаточно большую погрешность в определении места утечки, что сказывается на надежности работы магистрального трубопровода.

Существуют различные акустические методы обнаружения утечек, которые основаны на регистрации шумов, возникающих в местах утечки перекачиваемого продукта. Данные методы используют тот факт, что шум, производимый вытекающим газом, резко отличается от обычного шума газового потока. Регистратор утечек с акустическим датчиком перемещается внутри трубопровода на специальной малошумной тележке и производит непрерывную запись информации на магнитный носитель. После извлечения прибора из трубы информация считывается с носителя и расшифровывается.

В литературе [26] описан еще один способ выявления утечек газа из газопровода, находящегося в грунте, который заключается в сборе выходящего из-под земли газа в переносную емкость и в опреде-

лении места утечки газа по его наличию в емкости. Для этого над газопроводом в грунте укладывают специальную перфорированную трубу, ее концы выводят на поверхность земли и по их загазованности определяют место утечки газа. Такой способ требует значительных начальных затрат и не может быть использован на газопроводах, предварительно не оборудованных соответствующим образом.

В настоящее время существует также большое количество аналитических средств (течеискателей, индикаторов наличия газа), в основе работы которых лежат различные методы — лазерные, оптические, каталитические, акустические и др.

Лазерные детекторы измеряют концентрацию метана в воздухе, зондируемом лучом лазера, который отражается топографическим объектом (земля, трава, деревья, асфальт, кирпич и т. д.), находящимся на расстоянии 20–150 м от прибора. Принцип действия прибора основан на свойстве метана поглощать лазерное излучение определенных длин волн.

В основе работы оптических датчиков газа лежит фотометрический принцип сравнения величины ослабления инфракрасного излучения при прохождении через чистый воздух и углеводородный газ.

Каталитические датчики работают следующим образом. Горючий газ, достигая поверхности датчика, вступает в каталитическую реакцию, что приводит к сгоранию газа без образования пламени. В результате этого выделяется большое количество теплоты, из-за чего изменяется сопротивление чувствительного элемента.

Применение стационарных датчиков контроля утечек требует установки большого количества этих приборов в связи с ограниченным радиусом их чувствительности. Однако большинство из описанных выше приборов может быть использовано и в режиме подвижного поиска. В этом случае оборудование для обнаружения и мониторинга утечек метана может монтироваться на автомобилях, вертолетах и беспилотных летательных аппаратах.

К наиболее современным методам контроля за работой системы транспорта газа следует отнести комплексные программно-технические средства, включающие в себя системы обнаружения утечек (СОУ) и системы телемеханики. СОУ обеспечивают постоянный мониторинг целостности трубопровода и максимально раннюю диагностику утечки с как можно более точным определением ее ко-

ординат и объема. В состав СОУ, как правило, входит несколько методов обнаружения утечек (метод баланса масс, метод по волне давления и т. п.). Система линейной телемеханики призвана обеспечить отключение аварийного участка в минимальные сроки путем дистанционной подачи команд на соответствующие исполнительные механизмы (задвижки, краны и т. д.).

Программное обеспечение, входящее в комплекс, позволяет обрабатывать полученные данные и выдавать информацию о наличии утечек газа с точной привязкой к координатам.

8.3. Снижение аварийных выбросов

Потери газа можно существенно уменьшить, если свести к минимуму аварийные выбросы на линейной части МГ и КС.

Основными причинами и факторами, способствующими возникновению аварийных разрывов газопроводов, являются (см. подгл. 4.2): брак строительно-монтажных работ, заводской брак труб и оборудования; развитие коррозионных процессов; механические повреждения труб строительной (землеройной) техникой; некачественное выполнения (или невыполнение) диагностических и ремонтных работ. Поэтому задача снижения вероятности аварии на газопроводах и КС должна решаться по нескольким основным направлениям.

1. Повышение качества используемых материалов и оборудования, своевременное доэксплуатационное выявление дефектов в ходе проведения испытаний.

2. Мониторинг в режиме реального времени всех параметров работы системы транспорта газа в целях повышения безотказной работы оборудования.

Данное направление реализуется путем установки программно-аппаратных комплексов телемеханики, которые позволяют контролировать все параметры газа, обеспечивают удаленный контроль над установкой. Это позволяет оперативно снижать либо полностью прекращать подачу газа с целью предотвращения возможной аварии, а также уменьшения потерь газа в случае ее возникновения.

Системы мониторинга позволяют выявлять неблагоприятные тенденции в динамике мерзлотно-геологических процессов, разрабатывать меры по их предотвращению, своевременно обнаруживать и устранять недопустимые деформации инженерных сооружений и трубной системы газопроводов.

3. Предотвращение или своевременное обнаружение коррозионных процессов.

Данное направление особенно актуально, так как коррозия является на сегодняшний день одной из основных причин возникновения аварийных ситуаций. К основным мерам по борьбе с коррозионными процессами можно отнести следующие:

- использование современных изоляционных материалов;
- строительство или переукладка трубопроводов с заводской противокоррозионной изоляцией;
- полная переизоляция трубопровода на выявленных в ходе диагностики участках;
- обязательная качественная изоляция сварных стыков;
- увеличение толщины стенки трубы на первых километрах газопровода после компрессорных станций по ходу газа;
- использование полиэтиленовых труб, не подверженных влиянию коррозии
- и др.

Своевременная реконструкция и капитальный ремонт производственных мощностей.

4. Повышение уровня подготовки кадров в целях снижения влияния на аварийность производства человеческого фактора.

9. Снижение токсичности продуктов сгорания

Одной из важнейших задач обеспечения экологической безопасности газокompрессорных станций является снижение выбросов в атмосферу вредных веществ — продуктов сгорания топлив, основное количество которых образуется в газотурбинных установках. Существенную роль в обеспечении экологических характеристик ГТУ играет камера сгорания (КС).

Основные трудности при создании камер сгорания с низким выбросом вредных веществ связаны с тем обстоятельством, что для снижения выхода CO и NO_x необходимо проведение взаимно противоположных мероприятий (см. подгл. 4.6). Поскольку для ГТУ наиболее опасным веществом, содержащимся в продуктах сгорания, являются термические оксиды азота, которые образуются в зоне горения при температуре выше 1700 К, то большинство методов снижения токсичности продуктов сгорания направлено либо на снижение температуры в камере сгорания, либо на снижение времени

пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур. Рассмотрим более подробно некоторые из них.

9.1. Малоэмиссионные камеры сгорания

Принцип действия всех малоэмиссионных КС основан на поддержании температуры в зонах горения в достаточно узком интервале на всех эксплуатационных режимах двигателя (рис. 8). Методы, лежащие в основе работы таких КС, называют «сухими», так как в них отсутствует впрыск воды или пара.

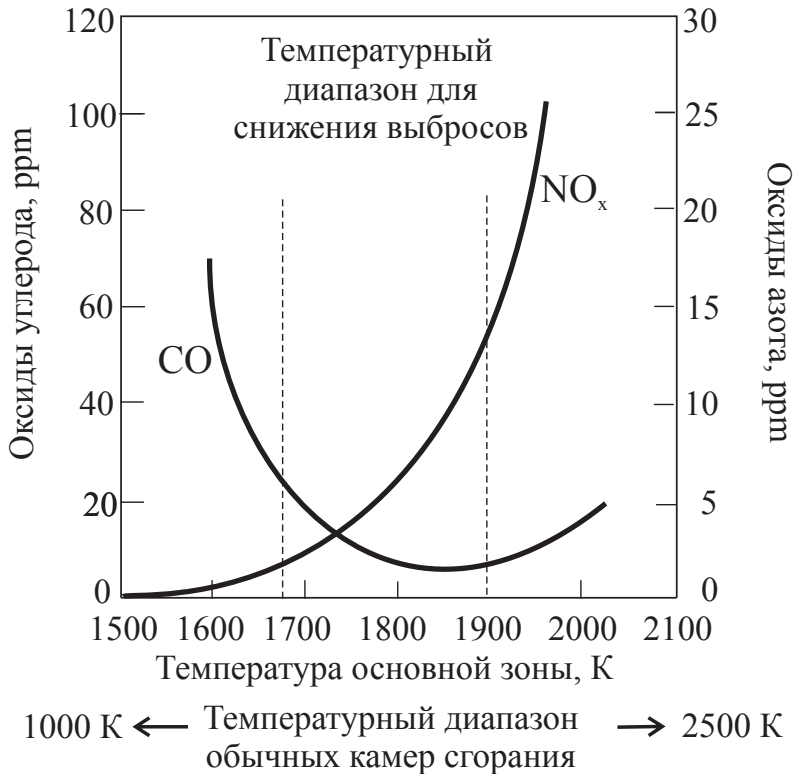


Рис. 8. Диапазон температур с малыми выбросами CO и NO_x [35]

Существует несколько основных технологий сжигания топлива в КС ГТУ, удовлетворяющих существующим экологическим требованиям:

1) схема LPP (от англ. Lean Premixed Prevaporized) — сжигание обедненной предварительно подготовленной топливовоздушной смеси.

Системы малоэмиссионного горения с предварительным смешением топлива и окислителя с высокими коэффициентами избытка воздуха ($\alpha_v = 1,8 \dots 2,5$) обычно включают в себя:

- собственно камеру сгорания для сжигания бедной гомогенной (предварительно перемешанной) топливовоздушной смеси при температуре пламени не выше 1750 К;
- систему регулирования процесса горения путем строго дозированной подачи топлива по нескольким контурам в зависимости от режима работы ГТД и условий окружающей среды;
- систему управления подачей воздуха в камере сгорания для поддержания оптимального соотношения «топливо – воздух» в зоне горения на всех режимах работы;
- механизмы регулирования компрессора.

Камера сгорания в таких системах имеет две зоны: дежурную и основную. Дежурная зона предназначена для обеспечения низкого уровня выбросов СО (основного продукта неполного сгорания топлива) на режимах малой нагрузки. При запуске и работе при низких режимах предварительно перемешанная топливовоздушная смесь подается на форсунки дежурной зоны, сгорает в диффузионном режиме и обеспечивает дежурное пламя для основной зоны. При увеличении нагрузки в работу вступает основная зона, куда также подается перемешанная топливовоздушная смесь. За счет бедного состава смеси ($\alpha_v \approx 1,8$), при котором температура пламени поддерживается на низком уровне (1800–1900 К), горение в основной зоне в режимах больших нагрузок обеспечивает малые выбросы NO_x .

Основная сложность организации данного процесса, как правило, связана с трудностью перемешивания двух резко различающихся по объему сред: содержание топлива в общем объеме воздуха обычно менее 1,5%; скорости самих потоков велики, а скорость их диффузионного перемешивания низкая;

2) схема RQL (от англ. Reach Quench Lean) — сжигание обогащенной смеси с последующим быстрым подмешиванием воздуха и догоранием обедненной смеси («богатое» горение — резкое разбавление — «бедное» догорание).

При использовании данной технологии топлива камера сгорания условно делится на 3 зоны. В первой зоне формируется горение обогащенной топливовоздушной смеси с коэффициентом избытка воз-

духа 0,5–0,8, при отсутствии свободного кислорода. Сюда подается почти все топливо. Поскольку количество окислителя в этой зоне невелико, температура горения в зоне факела будет также низкой.

Во второй зоне (зоне разбавления) происходит интенсивное смешение продуктов неполного сгорания, поступающих из первой зоны, и новой порции холодного избыточного воздуха. Коэффициент избытка воздуха в этой зоне повышается до 1,8–2,4; температура топливовоздушной смеси снижается.

В третьей зоне происходит догорание обедненной смеси продуктов неполного горения и воздуха.

Поскольку температура на всех стадиях горения невысока (около 1800 К), скорость образования термических оксидов азота будет достаточно низкой. Наибольшая концентрация NO_x образуется в зоне резкого разбавления. Также к достоинствам подобных камер сгорания можно отнести широкий диапазон устойчивой работы, отсутствие пульсационного горения, простоту системы регулирования подачи топлива;

3) схема LDI (от англ. Lean Direct Injection) — сжигание топлива с впрыском обедненной смеси непосредственно в зону горения.

Современные КС, работающие по схеме бедного горения, обычно используют системы впрыска обедненной смеси непосредственно в зону горения. Данная схема использует двухстадийную подачу топлива, которая осуществляется посредством концентрически расположенных основных форсунок, обдуваемых большим количеством воздуха, и центральной дежурной форсунки. Основные форсунки работают с обедненной смесью, а дежурная — с богатой, что необходимо для работы на малых нагрузках и стабилизации основного горения.

В схемах LPP и LDI различны лишь способы подачи топлива, а суть основана на горении обедненной смеси.

Конструктивное выполнение малоэмиссионных камер сгорания и их горелочных устройств у разных фирм различно. Рассмотрим в качестве примера несколько подобных устройств.

Камера сгорания двигателя RB-211-535G фирмы Rolls-Roece (Великобритания) характеризуется последовательной подачей топлива и воздуха и имеет девять радиально расположенных жаровых труб с газосборниками, которые обеспечивают равномерный подвод продуктов сгорания к турбине высокого давления.

Схема жаровой трубы КС представлена на рис. 9. При запуске и работы двигателя на малой нагрузке топливо (природный газ) 3 подается только в дежурную зону 5 с помощью форсунки 2, создающей диффузионное пламя. Перемешивание топлива с воздухом осуществляется с помощью двух радиальных завихрителей 1. Процесс горения топлива практически заканчивается внутри дежурной зоны, что не приводит к «захолаживанию» продуктов сгорания в то время, когда в основную зону топливо не подается, и способствует низкому выходу основного продукта неполного сгорания — угарного газа CO.

При увеличении нагрузки в работу вступает основная зона 6, куда подается предварительно перемешанная топливовоздушная смесь через кольцевой канал 7, расположенный вокруг жаровой трубы. Смесь выходит через множество прямоугольных отверстий под углом к оси камеры, что обеспечивает хорошее перемешивание топливовоздушной смеси с продуктами сгорания из дежурной зоны. Таким образом создается обедненная смесь и снижается выход оксидов азота.

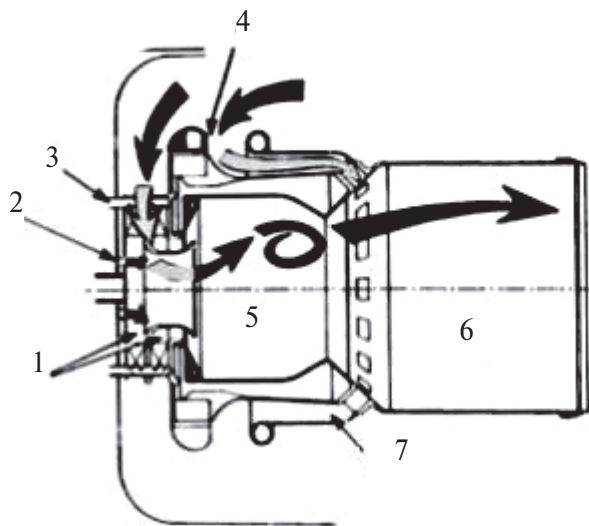


Рис. 9. Жаровая труба камеры сгорания двигателя RB-211-535G:

- 1 — радиальные завихрители; 2 — центральная диффузионная форсунка;
3 — подвод топлива в дежурную зону; 4 — подвод топлива в основную
зону; 5 — дежурная зона; 6 — основная зона; 7 — смесительный канал
основной зоны [38]

Кроме последовательного расположения дежурной и основной зон горения, используются и схемы с параллельно расположенными зонами. Камера сгорания газотурбинного двигателя LM-6000 (General Electric, США) имеет три кольцевых ряда горелок: внешнюю и среднюю кольцевые зоны — по 30 горелок каждую, внутреннюю кольцевую зону — 5–15 горелок (рис. 10).

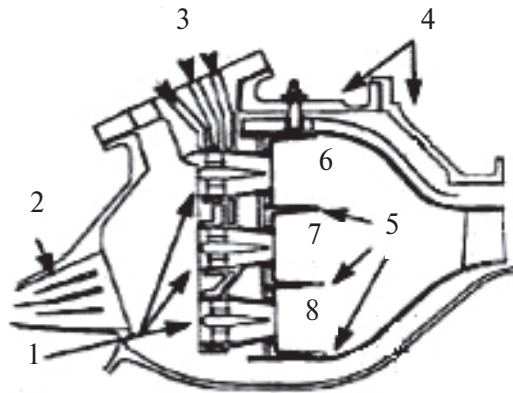


Рис. 10. Камера сгорания газотурбинного двигателя LM-6000 (General Electric, США):

- 1 — горелки; 2 — диффузор; 3 — подвод топливного газа; 4 — корпус камеры сгорания; 5 — разделительные перегородки; 6 — внешняя зона горения; 7 — средняя зона горения; 8 — внутренняя зона горения [38]

При запуске двигателя топливо подается только в горелки среднего ряда. При полной нагрузке (50–100 %) топливо поступает во все горелки. По мере снижения нагрузки (до 25–50 %) поддержание необходимой температуры в зоне горения обеспечивается за счет уменьшения расхода воздуха и прекращения подачи топлива в горелки внутреннего кольца. При малой нагрузке (5–25 %) работают горелки среднего и внутреннего колец.

Кольцевая камера газотурбинного двигателя GT-10 (фирмы Alstom Power, Швеция) (рис. 11) имеет 18 конусных горелок. У вершины конуса расположена форсунка для подачи жидкого или газообразного топлива для диффузионного горения (рис. 12). Через две щели на противоположных сторонах конуса подается смесь воздуха и природного газа.

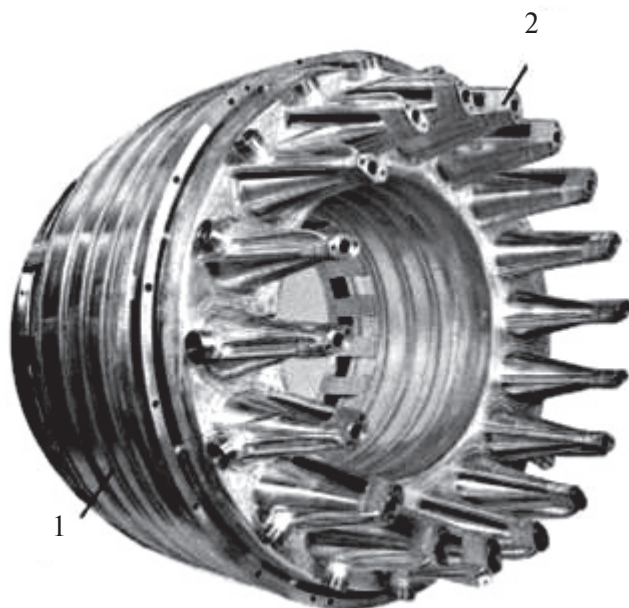


Рис. 11. Общий вид камеры сгорания GT-10 (фирма АВВ, Швеция):
1 — жаровая труба; 2 — горелка [38]

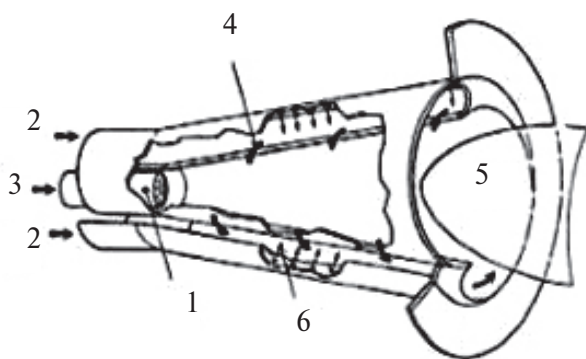


Рис. 12. Схема двухконтурной горелки камеры сгорания GT-10:
1 — диффузионная горелка; 2 — природный газ; 3 — топливо; 4 — воздух;
5 — вихревая зона; 6 — отверстия [38]

Воздух поступает через систему отверстий, поток закручивается, в результате чего возникает вихревая зона, обеспечивающая хорошее воспламенение и стабилизацию фронта пламени на всех режимах работы.

Внедрение российского горелочного устройства ПСТ-70/30-20, установленного на рекуперативных ГПА типа ГТК-10-4 и использующего двухстадийную подачу топлива, позволило снизить выбросы NO_x с 700 по 70 мг/м^3 [46].

Во внутренний цилиндрический канал данного устройства (рис. 13) подается дежурное (пусковое) топливо, образующее на выходе за отверстиями 4 факел с зоной устойчивого диффузионного горения. С набором нагрузки в наружный концентрически расположенный канал подается основное топливо. Оно поступает в два ряда пилонов 6, имеющих отверстия по высоте и распределяющих топливо по окружности и радиусу кольцевого воздушного канала 2 до лопаточного завихрителя 5. Основная топливовоздушная смесь воспламеняется от дежурного факела за завихрителем. Увеличенное расстояние между пилонами основного топлива и зоной горения позволяет равномерно распределить топливо в потоке воздуха и добиться хорошего их смешения.

В выносной камере сгорания ГТК-10-4 располагается семь подобных горелок (одна центральная и шесть периферийных). Схема отличается простотой регулирования, но имеет и один недостаток: при неправильном выборе режима имеется опасность проскока пламени в зону предварительного смешения, что повлечет за собой повреждение горелки.

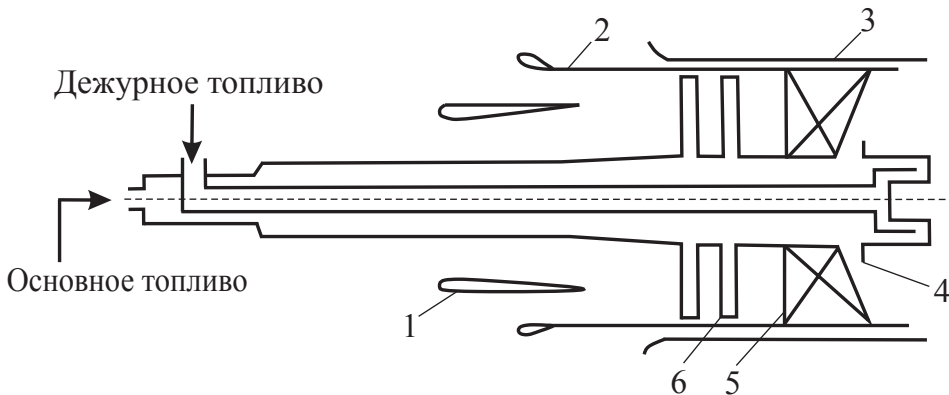


Рис. 13. Принципиальная схема горелочного устройства ПСТ-70/30-20 выносной камеры сгорания ГТК-10-4:

1 — дефлектор; 2 — экран; 3 — обечайка; 4 — завихритель; 5 — пилоны основного топлива; 6 — пилоны дежурного топлива [38]

В Национальной лаборатории им. Лоуренса в Беркли (Калифорния, США) было разработано низкоэмиссионное горелочное устройство для ГТУ — инжектор с медленным завихрением (рис. 14). Инжектор подает топливо в поток воздуха, смеси топлива с воздухом придается медленное вращение вокруг продольной оси, в результате чего вне среза горелки формируется очень устойчивое пламя, отличающееся значительно более низкой, чем обычно, температурой горения. Горелки ГТУ, оснащенные таким устройством, выделяют в 5 раз меньше оксидов азота, чем горелки традиционной конструкции.

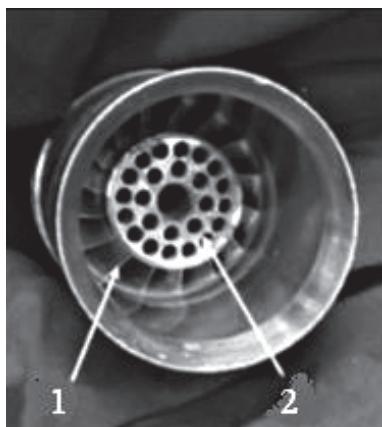


Рис. 14. Инжектор LSI:

1 — завихритель потока; 2 — центральные каналы*

Кроме описанных выше, существуют и другие методы сжигания топлива в камерах сгорания ГТУ, позволяющие радикально снизить концентрацию оксидов азота в рабочих режимах с сохранением высоких технико-экономических и экологических показателей в широком диапазоне работы ГТУ. К ним в числе прочих относятся системы микрофакельного горения.

Микрофакельное горение подразумевает организацию сжигания топлива посредством создания целой системы многочисленных факелов в КС. Такая реконструкция КС, как правило, приводит к усложнению и удорожанию горелок, а следовательно, и всей установки.

Таким образом, различные низкоэмиссионные КС позволяют существенно снизить выход оксидов азота до значений ниже 50 мг/м^3 .

* URL: <http://www.membrana.ru/particle/1857>.

Однако многие из них имеют узкий диапазон устойчивого горения (возможны такие явления, как проскок пламени в смеситель, самовоспламенение топлива в зоне предварительного перемешивания, пульсационное горение). Для обеспечения оптимального соотношения топливо — воздух требуется многоколлекторная подача топлива, наличие системы перепуска воздуха из первичной зоны горения в зону смешения, работающей при малых нагрузках. Все это, в свою очередь, приводит к необходимости иметь сложную и дорогостоящую систему автоматического регулирования.

Модернизация ГПА обычно требует больших капитальных вложений, осуществима не на всех типах и эффективна только для установок с изначально большой эмиссией.

9.2. Каталитические камеры сгорания

Одно из перспективных направлений, которым занимаются сейчас многие ведущие мировые компании, — это разработка каталитических камер сгорания ГТУ.

Каталитическое сжигание принципиально отличается от традиционного горения тем, что топливо окисляется на поверхности твердых катализаторов вообще без образования пламени. В данном процессе сначала происходит химическое взаимодействие компонентов топлива с поверхностным кислородом катализатора, а затем — регенерация поверхности катализатора кислородом газовой фазы. В зависимости от активности катализатора процесс полного окисления многих веществ может протекать при температурах 300–900 °С, что практически исключает образование оксидов азота. Кроме этого, присутствие катализатора обеспечивает полное сгорание как бедных, так и стехиометрических топливовоздушных смесей и тем самым предотвращает образование продуктов неполного сгорания топлива (оксида углерода СО, несгоревших углеводородов).

При испытаниях описанной в источнике [28] газотурбинной установки с каталитической камерой сгорания удалось настолько снизить концентрацию загрязняющих атмосферу компонентов в продуктах сгорания, что в газе, выходящем из каталитической камеры сгорания, содержалось меньше токсичных компонентов, чем в окружающем воздухе. При этом достижение экологической чистоты ГТУ с каталитической камерой сгорания обеспечивалось путем соответствующего регулирования параметров воздуха на входе в камеру сгорания.

Для эффективного использования процесса каталитического горения в камере сгорания ГТУ и обеспечения высоких экологических показателей катализаторы должны обладать следующими качествами: обеспечивать зажигание топливовоздушной смеси при как можно более низкой температуре; обладать высокой каталитической активностью для полного сжигания топлива как при невысоких начальных температурах, характерных для пониженных режимов работы ГТУ, так и при максимальной рабочей температуре. Носитель для катализатора должен обладать высокой удельной поверхностью, низким гидравлическим сопротивлением, высокой термической устойчивостью.

Существует две разновидности каталитических камер сгорания:

1) КС с полным каталитическим горением. В таких камерах обычно применяют два вида катализаторов. Один, очень активный катализатор «воспламенения», стоит на входе в КС, а второй располагается далее по течению газов. В зону горения подают заранее подготовленную гомогенную топливовоздушную смесь;

2) гибридные каталитические КС. В таких КС процесс горения происходит ступенчато. На первой ступени происходит каталитическое горение, а на второй — происходит горение гомогенной смеси. Причем на второй ступени температура горения очень низкая, что снижает образование NO_x .

В современных разработках катализатор, как правило, используется только в начальной стадии сжигания, когда происходит неполное сгорание топлива и развивается относительно невысокая температура. Это создает более мягкие условия работы катализатора, обеспечивает условия по температуре и составу газа, достаточные для завершения процесса в зоне гомогенного горения, и сводит к минимуму образование вредных веществ.

Существующие катализаторы процессов сжигания углеводородных топлив делятся на две группы: на основе благородных металлов (в основном Pd и Pt) и на основе оксидов переходных металлов (Mn, Co, Fe и др.). Наиболее активными в реакции окисления метана являются палладиевые катализаторы. В качестве носителя чаще всего используется оксид алюминия с добавками оксидов различных металлов. Практическое применение керамических носителей наталкивается на значительные трудности из-за быстрых изменений теплового режима катализатора при изменении мощности установки.

Каталитический блок может быть выполнен в виде свернутого в рулон гофрированного металлического листа с подложкой из мо-

дифицированного оксида алюминия и нанесенным на него слоем катализатора. Также используют и традиционные гранулированные носители на основе модифицированного оксида алюминия с высокой удельной поверхностью.

Существенным недостатком каталитических камер сгорания ГТУ является то, что эффективное сжигание топлива в этих камерах возможно лишь при достаточно высокой начальной температуре топливовоздушной смеси, поступающей в катализатор. Может возникнуть проблема запуска газотурбинной установки с каталитической камерой сгорания, особенно при низких температурах воздуха на входе в установку, т.е. когда эффективное каталитическое окисление топлива невозможно. Поэтому использование каталитических камер сгорания наиболее целесообразно в регенеративных газотурбинных установках. В этих случаях для начального подогрева катализатора используются выхлопные газы, отбираемые из газотурбинного тракта [28].

Недостатком таких камер сгорания являются и ограниченный ресурс катализатора, и высокая его стоимость.

9.3. Впрыск воды или пара

Одним из известных методов подавления образования оксидов азота является впрыск воды или водяного пара в камеру сгорания ГТУ.

Впрыскиваемая вода перед подачей в зону горения проходит через специальную систему водоподготовки для удаления из нее нежелательных примесей. Водяной пар получают в рекуперативном теплообменнике (котле-утилизаторе) путем нагрева и испарения подаваемой воды за счет тепла уходящих продуктов сгорания ГТУ.

При впрыске в зону горения вода или водяной пар, благодаря более высокой теплоемкости, чем у продуктов сгорания, быстро прогревается до значения температуры самих газов, забирая на этот процесс часть теплоты. В результате этого температура в зоне реакции понижается, что и приводит к снижению эмиссии термических оксидов азота. Наибольший эффект дает впрыск в зону горения водяного пара; выход оксидов азота при этом может снижаться в 3–5 раз (рис. 15). Впрыск воды обычно менее эффективен.

Кроме снижения эмиссии оксидов азота, впрыск воды или пара в камеру сгорания может существенно увеличить мощность установки вследствие увеличения массового расхода рабочего тела, однако при этом, как правило, возникает снижение экономичности ГТУ.

Существенным недостатком данного метода является повышенный выброс продуктов неполного сгорания топлива. Понижение температуры пламени приводит к замедлению процессов горения и к уменьшению полноты сгорания топлива, что ведет к возрастанию концентрации основного продукта недожога — угарного газа СО. Для каждой конструкции КС существуют свои предельные значения количества впрыскиваемого пара (воды), которые не следует превышать, чтобы не нарушить систему сжигания топлива и не повредить газовую турбину. Обычно отношение массы впрыскиваемого пара (воды) к массе сжигаемого природного газа лежит в интервале 0,5–1,5. По отношению к количеству подаваемого компрессором воздуха объем впрыскиваемого пара или воды не превышает 5%. При увеличении объемов впрыска невозможно однородно перемешать впрыскиваемый пар с газовыми компонентами за короткое время пребывания в камере сгорания. В итоге в КС формируются локальные области с пониженным и повышенным содержанием пара. В областях с повышенной долей пара наблюдается сильное понижение температуры, процесс догорания СО чрезмерно тормозится, и это приводит к недопустимому росту концентрации СО в выбросах ГТУ (рис. 15).

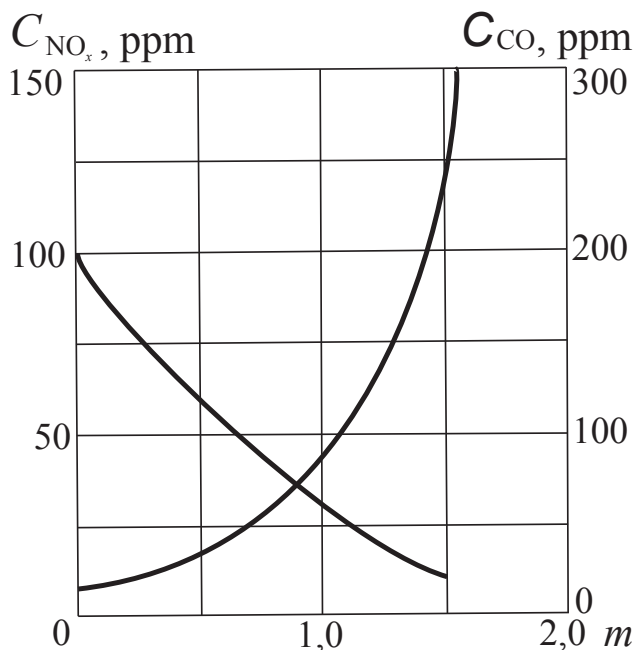


Рис. 15. Влияние впрыска воды (или пара) на эмиссию NO_x и СО (m — отношение масс воды (или пара) и топлива) [49]

Для устранения этого недостатка авторами [30] было предложено вместе с водяным паром подавать специальный активатор горения (например, 30 % водный пероксид водорода H_2O_2), представляющий собой вещество, которое при повышенных температурах легко диссоциирует с образованием гидроксильных радикалов (ОН), что способствует ускорению и углублению процесса сгорания топлива, в том числе и в локальных областях КС с пониженной температурой. Увеличение полноты сгорания топлива при этом позволяет увеличить впрыск пара в камеру сгорания, благодаря чему удастся повысить КПД и одновременно понизить содержание СО и оксидов азота в выбросах.

Однако впрыск воды или пара в КС ГТУ обладает и рядом других недостатков: подача в камеру сгорания воды или пара влияет на устойчивость процесса горения; в КС возникают пульсации давления, что ускоряет износ конструкции, уменьшает срок службы оборудования; усложняется конструкция самой ГТУ.

Кроме того, возникает потребность в дорогостоящей системе водоподготовки, так как впрыскиваемая вода должна быть очищена от примесей. Вследствие этого данный метод используется в основном в энергетических ГТУ. На компрессорных станциях его применение имеет ограниченный характер.

9.4. Очистка продуктов сгорания

Данная группа методов направлена не на снижение образования вредных веществ в их источнике, а на доведение концентрации токсичных примесей в продуктах сгорания до установленных норм.

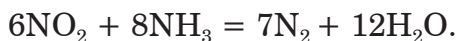
Химические методы очистки дымовых газов от оксидов углерода и оксидов азота можно разделить на 3 группы:

- восстановительные, основанные на восстановлении оксидов азота до азота и кислорода, как правило, с использованием катализаторов;
- окислительные, основанные на доокислении оксидов до диоксидов и последующем их поглощении различными поглотителями;
- сорбционные, основанные на поглощении вредных веществ различными сорбентами.

Наиболее эффективными из них являются каталитические методы, основанные на изменении скорости химической реакции восстановления токсичных оксидов до безопасных веществ.

Метод селективного каталитического восстановления оксидов азота аммиаком (СКВ, англ. SCR — Selektive Catalytic Reduction) является наиболее перспективным методом очистки продуктов сгорания ГПА от оксидов азота. Он может использоваться в диапазоне температур 250–500 °С, характерных для отходящих газов большинства газоперекачивающих агрегатов (как новых, так и уже эксплуатирующихся на компрессорных станциях). При этом особо следует отметить то обстоятельство, что реализация этого метода не предполагает какое-либо вмешательство в проточную часть ГТУ.

Сущность СКВ-метода заключается в том, что при определенных условиях аммиак селективно (избирательно) взаимодействует с оксидами азота и не реагирует с кислородом. При этом оксиды азота преобразуются в молекулярный азот и воду:



Реакции восстановления идут в присутствии катализатора при любых концентрациях кислорода в продуктах сгорания с достижением степени очистки 98 % и более. Впрыск восстанавливающего агента (водного раствора аммиака) производится в выходные газы ГТУ, затем смесь проходит через катализатор.

В качестве катализатора используются платина, оксиды меди, ванадия, магния, марганца, вольфрама, молибдена и др. Каталитическая активность этих металлов в реакциях восстановления убывает в ряду



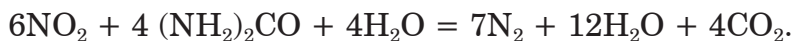
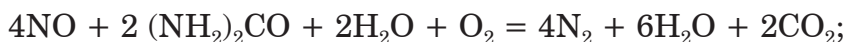
В качестве носителя для активной части используют оксид алюминия, кремнезем, цеолиты. Носитель может быть выполнен в виде таблеток или гранул. Существуют также конструкции каталитических реакторов пластинчатого или сотового типа.

Наилучшие результаты дает очистка на платиновых катализаторах. При этом для объемных скоростей газа 9000–18 000 ч⁻¹, оптимальная температура реакции имеет значение 180–200 °С, а степень восстановления оксидов азота составляет 98–99 %.

Основными промышленными катализаторами селективного восстановления оксидов азота аммиаком на сегодняшний момент времени являются катализаторы на основе ванадия. Они имеют вы-

сокую активность при относительно низких температурах (более 400 °С), значительную устойчивость к воздействию оксидов серы. Например, алюмованадиевый катализатор (10% ванадия) при объемной скорости газового потока 15 000 ч⁻¹ и температуре 375–450 °С обеспечивает степень восстановления NO_x 98–98,5 % и имеет срок службы 2–3 г. Расход аммиака при 25–30 %-ном избытке против стехиометрии составляет 2,5–3,0 кг на каждую десятую долю процента оксидов азота, содержащихся в исходном газе.

Для небольших установок в качестве реагента иногда используют более дорогостоящую мочевины (карбамид). В этом случае восстановление происходит по реакциям:



Метод селективного каталитического восстановления аммиаком (аммиачной водой или карбамидом) имеет ряд серьезных недостатков. В частности, метод связан со значительными капитальными и эксплуатационными затратами, а также с весьма серьезными проблемами безопасности из-за использования аммиака (или его соединений) в достаточно больших количествах (сотни тонн в год на каждую установку).

Катализатор обеспечивает удовлетворительные показатели очистки оксидов азота только при относительно низкой объемной скорости. Увеличение объемной скорости может приводить к нежелательному проскоку аммиака выше допустимых норм и к появлению дополнительной проблемы — необходимости устранения аммиака и его соединений, попадающих в атмосферу. К недостаткам этого вида очистки также относятся трудность точной дозировки небольшого количества аммиака в газ и равномерного распределения его в газовом потоке.

Метод используется в основном для энергетических ГТУ и мало целесообразен для проведения процесса каталитической очистки оксидов азота отходящих газов в системе магистрального транспорта газа.

Многих недостатков, присущих СКВ-методу, в значительной степени лишен процесс селективного восстановления NO_x углеводородами (природным газом, пропаном) в присутствии кислорода, который в последние годы интенсивно разрабатывается в США, Японии и других странах.

Однако на сегодняшний день наиболее разработанные и известные каталитические композиции для этого процесса обеспечивают относительно удовлетворительный уровень очистки (около 50 %) пока еще только для выхлопных газов с избыточным содержанием кислорода не более 3–4 % об. Это делает пока невозможным использование на практике каталитического метода селективного восстановления NO_x углеводородами для выхлопных газов ГПА с высоким избыточным содержанием кислорода (до 18 % об.).

В последнее время ведутся разработки нового эффективного способа осуществления каталитических процессов по нейтрализации NO в присутствии избытка кислорода — селективного каталитического разложения NO_x до молекулярного азота на нанокатализаторах, содержащих *d*-металлы (Pt, Pd и др.) [22]. Процесс создания металлоблочного гетерополикислотного катализатора заключается в изготовлении блочного носителя из тонкой металлической ленты, создании на его поверхности защитного оксидного слоя, нанесении на металлическую подложку слоя вторичного носителя Al_2O_3 и, наконец, нанесении активных компонентов. Каталитический реактор, обеспечивающий необходимый уровень эффективной нейтрализации NO_x , должен устанавливаться в выпускном тракте ГПА и иметь при этом проходное сечение 85–90 %. В противном случае работа каталитического реактора будет негативно сказываться на рабочих параметрах системы.

Установлено, в частности, что после примерно 2000 ч испытаний активность «отработавшего» образца катализатора практически не меняется по сравнению с показателями «свежего» катализатора и установка обеспечивает степень очистки оксидов азота на уровне 60–70 %.

Результаты исследований новых блочных ГПС-нанокатализаторов подтверждают эффективность нового метода очистки оксидов азота в отходящих газах газоперекачивающих агрегатов КС без использования дополнительных реагентов-восстановителей (аммиак, природный газ и др.).

9.5. Методы снижения эмиссии CO

Практика эксплуатации ГТУ с современными малотоксичными камерами сгорания показывает, что принятые системы регулирования часто не обеспечивают требуемую эмиссию CO на низких

и переходных режимах, а также при отрицательных температурах окружающей среды.

Основные методы снижения выброса СО основаны на обеспечении состава смеси в зоне горения ближе к $\alpha = 1,1 \dots 1,3$; увеличении объема зоны горения и времени пребывания в ней, а также увеличении температуры в зоне горения. Однако все перечисленные методы приводят к резкому увеличению NO_x . Установлено, что только в очень узком диапазоне температур (1750–1850 К) можно одновременно добиться требуемых уровней выбросов как по оксидам азота, так и по СО.

Описанные выше каталитические методы направлены в основном на снижение наиболее токсичных веществ продуктов сгорания — оксидов азота. Авторами [34] был изучен опыт использования малогабаритных каталитических нейтрализаторов в двигателях внутреннего сгорания и возможности их использования в ГТУ в целях снижения выхода СО и других продуктов неполного сгорания. Если разместить каталитический нейтрализатор в канале выхлопного устройства промышленной ГТУ, то он становится узлом двигателя и может быть включен в систему низкоэмиссионного сжигания топлива.

Каталитические нейтрализаторы, изготовленные по автомобильной технологии, имеют ресурс в составе ДВС порядка 3000 ч, что соизмеримо с ресурсом ГТУ. В составе ГТУ условия работы нейтрализатора будут облегчены: при бедном сжигании газа образуется мало частиц сажи, температурный диапазон выхлопного газа находится вблизи максимума эффективности катализатора, а отсутствие существенных скачков температуры выхлопных газов исключает его возгорание. Положительным обстоятельством при этом является то, что во время проведения плановых работ при обслуживании ГТУ допустима периодическая замена каталитических элементов для их последующего восстановления.

На основании анализа выполненных исследований для ГТУ [34] была предложена новая комбинированная система низкоэмиссионного сжигания топливного газа с разделением функций снижения выбросов вредных веществ: NO_x — в малоэмиссионной камере сгорания и СО — в простых каталитических нейтрализаторах автомобильного типа, устанавливаемых в выхлопной системе.

Система включает в себя кольцевую малотоксичную КС с горелками предварительного гомогенного смешения топлива с воздухом

с двухконтурной подачей топлива (дежурное и основное) и каталитический нейтрализатор оксида углерода, установленный в выхлопном тракте ГТУ за свободной турбиной. Нейтрализатор располагается в кольцевом канале (рис. 16), образованном наружной и внутренней оболочками 4, связанными между собой ребрами 2. Он состоит из нескольких съемных сегментов 3 с окнами, в которых монтируются каталитические элементы цилиндрической формы 1, дающей минимальное загромождение проходного сечения выхлопного канала. Каталитические элементы выполнены по автомобильной технологии.

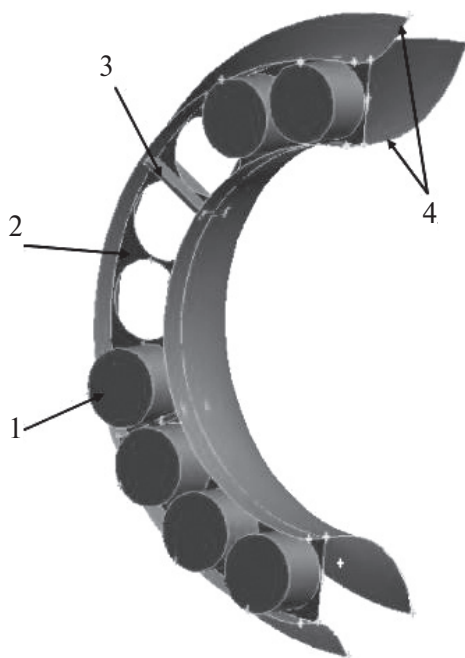


Рис. 16. Каталитический нейтрализатор оксида углерода:

- 1 — каталитические элементы; 2 — ребра; 3 — съемные элементы;
4 — оболочки канала [34]

Снижение выхода NO_x осуществляется регулировкой подачи топлива в основную и дежурную зону КС. Образующийся при горении в камере на низких режимах оксид углерода в выхлопном газе дожигается (окисляется) на каталитической поверхности нейтрализатора. В режимах близких к номинальному снижение CO происходит в основном за счет интенсификации горения в КС.

Предложенная комбинированная схема существенно упрощает конструкцию ГТУ и системы ее управления, уменьшает затраты на эксплуатацию. Выбросы оксида углерода снижаются на порядок, при этом эффективное КПД установки снижается не более чем на 0,15 %.

Как показали проведенные испытания, эффективность снижения выброса СО также сильно зависела от коэффициента избытка кислорода в выхлопном газе. С увеличением доли кислорода окисление СО происходило более интенсивно, что особенно важно для работы ГТУ в низких режимах и при отрицательных температурах воздуха окружающей среды.

10. Специальные мероприятия по охране атмосферного воздуха

Кроме активных методов, направленных на уменьшение количества загрязняющих веществ, образующихся в ходе работы оборудования газокompрессорной станции, существует еще и группа различных специальных мероприятий, также направленных на снижение негативного воздействия системы транспорта газа на окружающую среду и, в частности, на атмосферный воздух. В первую очередь к ним следует отнести различные планировочные мероприятия.

Планировочные мероприятия предусматривают такое размещение объектов предприятия на площадке, чтобы попадание шлейфа дымовых газов на селитебную зону (т.е. территорию, предназначенную для постройки жилого фонда, а также общественных зданий и сооружений) имело минимальную повторяемость и обеспечивало минимальные концентрации загрязняющих веществ.

Выбор площадки для строительства новых цехов КС должен производиться с учетом их взаимного расположения с действующими цехами и населенными пунктами, а также с господствующими направлениями ветра в данном регионе. При этом после введения этих цехов в эксплуатацию концентрации загрязняющих веществ в населенных пунктах и на рабочих местах не должны превышать установленные ПДК.

Важными мероприятиями также являются функциональное зонирование и планировка жилых районов, озеленение территории поселений, организация санитарно-защитных зон.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) — это территория вокруг промышленного предприятия, являющегося источником воздей-

ствия на окружающую среду и здоровье человека, на границах которой концентрации всех загрязняющих воздух веществ снижаются до уровня соответствующих максимально-разовых ПДК с учетом эффекта суммации воздействия. Размеры СЗЗ также должны обеспечивать снижение уровней шума, вибрации и других негативных производственных факторов в селитебной зоне до пределов, допустимых санитарными и гигиеническими нормативами.

В СЗЗ не допускается размещение коллективных и индивидуальных дачных и садово-огородных участков, предприятий пищевой промышленности, сооружений для подготовки и хранения питьевой воды, спортивных сооружений, парков, образовательных, детских, лечебно-профилактических и оздоровительных учреждений.

Для КС должна быть обязательно установлена санитарно-защитная зона, размеры которой определяют в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 [41] и зависят от характеристик данного объекта. Границы и размеры санитарно-защитной зоны проверяются путем расчета в соответствии с требованиями ОНД-86 [24] и данными по фактическому загрязнению атмосферного воздуха, а также с учетом перспективы развития данного предприятия (реконструкции, изменения производительности, строительства новых объектов загрязнения и т. д.).

Еще одним планировочным мероприятием по защите атмосферного воздуха поселений является регулирование условий рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере путем увеличения высоты выброса, т. е. высоты дымовой (выхлопной) трубы.

При увеличении высоты трубы радиус зоны задымления увеличивается, однако приземные концентрации загрязняющих веществ значительно уменьшаются, так как их значение обратно пропорционально квадрату высоты трубы. Снижение концентрации обусловлено двумя основными причинами: расширением угла раскрытия факела выброса и повышением турбулентности за счет более высоких скоростей ветра на высоте. Поэтому в целях снижения негативного воздействия выбросов на жилую зону для многоцеховых КС целесообразно объединять выбросы от нескольких цехов в одну дымовую трубу большей высоты (40–60 м).

Однако необходимо помнить, что увеличение высоты трубы не сопровождается сокращением объема выброса или снижением его вредности; оно лишь снижает приземные концентрации его ком-

понентов. При этом увеличивается количество населения, проживающего в зоне влияния выброса. Поэтому данный способ регулирования воздействия не может заменить активные мероприятия по снижению или обезвреживанию выбросов.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами промышленных предприятий, в том числе газокompрессорными станциями, во многом зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды неблагоприятные метеорологические условия (НМУ) (высокая температура воздуха, отсутствие ветра и осадков и др.) могут способствовать накоплению вредных веществ в приземном слое. Чтобы в это время не допускать возникновения высокого уровня загрязнения, в каждом конкретном регионе местными органами по охране окружающей среды разрабатывается комплекс мероприятий, направленных на своевременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу. Объем сокращения выбросов устанавливается в соответствии с РД 52.04.52–85 [36] в зависимости от специфики выбросов, особенностей рельефа, застройки жилых зон.

В зависимости от уровня загрязнения атмосферы существуют предупреждения трех степеней, которым соответствуют три режима работы предприятий в периоды НМУ. Проводимые на предприятии мероприятия должны обеспечивать снижение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы:

- при первом режиме работы на 15–20 %;
- при втором — на 20–40 %;
- при третьем — на 40–60 %.

Мероприятия, проводимые при первом режиме, носят организационно-технический характер. Их можно достаточно быстро осуществить, они не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности предприятия. Для КС к ним относятся:

- запрещение вскрытия и продувки технологических аппаратов и емкостей (в целях предотвращения залповых выбросов);
- исключение работы оборудования на форсированном режиме;
- прекращение испытаний оборудования, сопровождающихся увеличением выбросов вредных веществ в атмосферу;
- проведение обязательного инструментального контроля выбросов вредных веществ в атмосферу непосредственно в источниках и на границе санитарно-защитной зоны.

При наступлении второго и третьего режимов работы КС используют действия, перечисленные выше для первого режима, а также осуществляют мероприятия, сопровождающиеся снижением производительности КС. К ним относятся:

- снижение нагрузки работающих ГПА и, следовательно, уменьшение общей производительности КС;
- снижение нагрузки работающих ГПА и включение в работу дополнительного резервного агрегата для восстановления общей рабочей мощности цеха;
- временное выключение из работы ГПА с повышенными выбросами и включение в работу резервных ГПА с более низкими выбросами (если таковые имеются);
- досрочный вывод оборудования в ремонт при близких сроках начала планово-предупредительных работ;
- прекращение пусковых работ на аппаратах, сопровождающихся выбросами в атмосферу.

11. Охрана водной среды

Наряду с защитой воздушного бассейна, одним из приоритетных направлений охраны окружающей среды в газовой отрасли является охрана водных объектов. Среди основных задач охраны водной среды можно назвать следующие:

- снижение объемов водопотребления на бытовые и производственные нужды;
- уменьшение сброса загрязняющих веществ в водные объекты;
- внедрение современных систем очистки сточных вод.

Снижение водоемкости производства можно достичь путем внедрения безводных и маловодных технологий, использования очищенных хозяйственных сточных вод и ливнево-талых вод для подпитки систем производственного водоснабжения; создания оборотного водоснабжения.

Снижению загрязненности водных объектов может способствовать правильная организация технологического процесса; расположение возможных источников загрязнения водных объектов на максимальном расстоянии от них; качественная изоляция (например, обваловка) загрязняемых производственных территорий (буровые площадки, места заправки горюче-смазочными материалами и др.), особенно расположенных вблизи водных объектов.

Водоохранные мероприятия также должны включать в себя разработку системы очистки сточных вод (очистке подвергаются хозяйственные, производственные и промливневые сточные воды), строительство очистных сооружений и организацию выпуска сточных вод в водные объекты.

Основными загрязняющими веществами сточных вод на предприятиях газовой промышленности являются нерастворимые и органические примеси, обычно находящиеся в стоках во взвешенном состоянии (см. гл. 6). Основные методы очистки таких сточных вод можно разделить на три группы: механические, химические, физико-химические и биологические.

Механическая очистка предназначена для удаления из воды взвешенных веществ. Это, как правило, первая ступень очистки сточных вод.

Из сточных вод выделяют грубодисперсные минеральные и органические загрязняющие вещества с помощью процеживания и отстаивания. Сначала сточные воды процеживают через решетки и сита различной конструкции для извлечения крупных примесей, а затем направляют их в отстойники, в которых осаждение примесей происходит под действием силы тяжести. Также для удаления из сточных вод взвешенных частиц могут использоваться гидроциклоны, которые основаны на использовании центробежных сил и сепарации частиц твердой фазы во вращающемся потоке жидкости.

Процесс отстаивания используется и для очистки производственных сточных вод от нефти, масел, смол, плотность которых ниже плотности воды. С этой целью используют нефтеловушки, в которых нефтепродукты выделяются из воды и всплывают на поверхность, а значительное количество твердых механических примесей оседает. При этом всплывает до 96–98 % нефтепродуктов.

Для отделения мелкодисперсных загрязняющих частиц, удаление которых отстаиванием затруднено, широко используется фильтрование. В этом случае разделение проводят при помощи пористых перегородок или зернистых фильтров из песка, гравия, пропускающих жидкость и задерживающих дисперсное вещество.

Физико-химические методы очистки сточных вод находят все более широкое применение в качестве самостоятельного метода, а также в сочетании с другими видами очистки. Обусловлено это ростом использования на нефтегазовых предприятиях оборотных

систем водоснабжения, требующих глубокой очистки сточных вод, и стремлением к максимальному извлечению из стоков полезных продуктов в целях их повторного использования. Наиболее широко используются методы коагуляции, флотации и некоторые другие.

Процесс коагуляции используют для удаления из сточных вод тонкодисперсных взвешенных частиц и некоторых растворимых примесей. Коагуляция — это процесс укрупнения частиц, объединения их в агрегаты за счет сил взаимодействия. Коагуляция обычно проходит под влиянием специальных веществ — коагулянтов, которые добавляют в сточные воды и с помощью которых примеси образуют в воде крупные хлопья, быстро оседающие под действием силы тяжести. В качестве коагулянтов чаще всего используют соли алюминия, железа или их смеси.

В целях увеличения скорости процесса коагуляции, а также объема и массы образующихся хлопьев, в воду добавляют высокомолекулярные соединения — флокулянты. В этом случае агрегация частиц примесей происходит не только при непосредственном контакте самих частиц, но и в результате взаимодействия молекул адсорбированного на частицах флокулянта. Для очистки сточных вод используют как природные (крахмал, декстрин, целлюлоза), так и синтетические (диоксид кремния, полиакриламид и др.) флокулянты.

Для удаления из сточных вод нерастворимых диспергированных примесей, которые самопроизвольно плохо отстаиваются, а также для удаления некоторых растворенных веществ используют процесс флотации, или пенной сепарации. В этом случае сточные воды насыщают воздухом; пузырьки воздуха под действием сил поверхностного натяжения соединяются с нерастворимыми примесями стоков и поднимают их на поверхность жидкости с образованием пенного слоя с высокой концентрацией загрязняющих частиц (шлама), который затем удаляется с поверхности специальными скребками.

Флотационные установки используют для очистки сточных вод от масел, нефтепродуктов, жиров, смол, ПАВ и других органических веществ. Также флотация часто используется для выделения активного ила после биохимической очистки сточных вод.

Для очистки сточных вод от растворенных органических и минеральных загрязнений используются различные адсорбционные методы. Адсорбция — это процесс поглощения веществ поверхностью твердого адсорбента. Адсорбционная очистка вод может быть

регенеративной, когда извлеченное вещество удаляется из адсорбента путем десорбции и затем утилизируется, и деструктивной, при которой извлеченные из сточных вод вещества уничтожаются вместе с адсорбентом.

Эффективность адсорбционной очистки достигает 80–95 %. В качестве сорбентов чаще всего используются активированный уголь, шлак или синтетические вещества.

Адсорбционные методы широко применяют для глубокой очистки сточных вод, если концентрация этих веществ в воде невелика, и они биологически не разлагаются либо являются сильно токсичными. В частности, адсорбция может использоваться для извлечения из сточных вод ПАВ.

Биохимическая очистка является одним из основных методов глубокой очистки сточных вод, основанная на способности микроорганизмов потреблять органические и некоторые неорганические вещества (сероводород, сульфиды и др.) для питания в процессе жизнедеятельности. При биологической очистке растворенные органические вещества подвергаются биологическому распаду с помощью микроорганизмов либо в присутствии кислорода (аэробный процесс), либо в его отсутствие (анаэробный процесс).

Аэробный процесс биологического окисления примесей, получивший наибольшее распространение, может происходить как в природных, так и в искусственно созданных условиях. В первом случае используются естественные почвы (поля орошения или поля фильтрации), а также проточные и замкнутые водоемы (биологические пруды). Во втором — специально построенные для очистки сооружения (биофильтры, аэротенки и другие окислители различных конструкций).

При аэробной очистке в искусственных сооружениях микроорганизмы культивируются в активном иле (в аэротенках) или в биопленке (в биофильтрах). Активный ил представляет собой сложный комплекс микроорганизмов различных классов, простейших микроскопических червей, водорослей, а также твердого субстрата. С повышением температуры сточной воды скорость биохимических реакций возрастает, на практике ее поддерживают в пределах 20–30 °С. Поскольку микроорганизмы могут использовать только кислород, находящийся в воде в растворенном виде, предварительно проводят процесс аэрации сточных вод. В процессе очистки име-

ет место прирост бактериальной массы, избыток которой удаляется по мере необходимости.

Содержание нефтепродуктов и других специфических органических загрязнителей газовой отрасли (метанола, этиленгликоля) в сточных водах после биологической очистки значительно снижается, однако метод имеет ряд недостатков: большие капитальные затраты, необходимость строгого соблюдения технологического режима очистки и разбавления сточных вод.

Из химических методов очистки в газовой промышленности используются озонирование, хлорирование и умягчение воды. Озонирование применяют для глубокой очистки сточных вод, прошедших механическую, физико-химическую или биологическую очистку от растворенных в них нефтепродуктов и других органических примесей, а также сероводорода, тетраэтилсвинца, ПАВ и др. Также озонирование используется для дезодорации воды (устранения специфического запаха нефтепродуктов) и бактериального обеззараживания.

Наиболее эффективной является комплексная очистка сточных вод, включающая в себя каскады механической, физико-химической и биологической очистки. Однако использование подобных очистных сооружений на газодобывающих предприятиях и газокompрессорных станциях часто бывает малоэффективным из-за громоздкости таких сооружений и большой стоимости. Капитальные затраты на их строительство могут достигать 30 % от стоимости предприятий. Также высоки и эксплуатационные затраты, особенно в северных регионах (для повышения эффективности биологической очистки при пониженных температурах требуется подогревать поступающие стоки, обеспечивать теплом инфраструктуру станций очистки и т. д.).

К числу распространенных способов утилизации сточных вод, содержащих метанол и некоторые другие загрязняющие вещества, можно отнести их подземное захоронение путем закачки через специальные скважины в глубокие надежно изолированные водоносные горизонты. Этот способ может быть осуществлен только при невозможности очистки сточных вод до требуемых гигиенических нормативов и (или) экологической и экономической нецелесообразности их утилизации другими методами. При этом подземные воды поглощающих горизонтов не должны использоваться в народном

хозяйстве в качестве питьевых, технических или промышленных; они должны быть надежно изолированы водоупорными толщами от горизонтов с пресной водой и поверхностных водоемов. При необходимости перед закачкой предусматривается предварительная обработка промстоков (очистка от нефтепродуктов, фильтрация от взвешенных частиц, кислотная обработка, обеспечивающая нейтрализацию щелочных примесей, и др.). Обязательным условием подземного сброса промстоков является всесторонний контроль различных параметров процесса.

Подземное захоронение на объектах отечественной газовой промышленности осуществляется достаточно редко, в мировой же практике этот метод утилизации промстоков газодобывающих объектов является распространенным. Однако данный метод утилизации также имеет и ряд недостатков, в частности:

- высокую стоимость бурения скважин;
- техническую сложность процесса;
- борьбу с забиванием скважин;
- необходимость в установке насосных станций высокого давления и возникающими в связи с этим сложностями в проектировании и позже в эксплуатации объектов.

12. Охрана почв и недр

Строительство и эксплуатация объектов системы транспорта газа приводит к нарушению и химическому загрязнению почвенного покрова и подземных недр. В связи с этим необходимо принимать меры, направленные как на снижения негативного воздействия, так и на восстановление нарушенных участков земли.

Мероприятия по охране почв можно разделить на следующие основные направления:

- снижение количества изымаемых из оборота земель;
- предупреждение загрязнения почв токсичными веществами и отходами производства;
- очистка загрязненных земель;
- рекультивация почв.

Необходимо стремиться максимально уменьшать количество используемых территорий. Этому может способствовать использование технологий блочно-модульного строительства сооружений из готовых элементов, прокладка систем многониточных газопроводов

в едином техническом коридоре, внедрение прогрессивных методов бурения, вторичная переработка и использование отходов и др.

Особое внимание должно уделяться сохранению целостности территорий с вечной, особенно сильнольдистой, мерзлотой. С этой целью необходимо производить земляные работы преимущественно в период устойчивых отрицательных температур воздуха с наличием снежного покрова; в бесснежный период исключить движение тяжелого колесного и гусеничного транспорта вне дорог. Все это позволит не травмировать верхний слой почв, оттаивающий летом.

При прокладке газопровода и строительстве площадных сооружений надо стремиться максимально сохранить растительный покров, а после выполнения работ по засыпке трубопровода на отдельных участках незамедлительно проводить уборку строительного мусора и остатков материалов с последующей рекультивацией земель, не дожидаясь ввода в строй всего трубопровода. Поврежденный растительный покров необходимо восстанавливать сразу же после окончания работ путем посадки быстрорастущих трав, хорошо приживающихся в данных климатических условиях.

В целях предупреждения загрязнения почвы различными веществами должна проводиться деятельность по сбору, обезвреживанию, правильному размещению и использованию опасных отходов производства.

Согласно требованиям нормативных документов необходимо осуществлять отдельный сбор образующихся отходов производства и потребления по их видам и классам опасности, а также вести достоверный учет всех отходов собственного производства, т. к. эти данные учета используются при составлении сводного по предприятию статистического отчета и являются основанием для расчета платы за размещение отходов.

Для отходов, подлежащих временному хранению на территории газокompрессорной станции, до вывоза их на объекты конечного размещения или в специализированные организации по утилизации, необходимо определить такой порядок выполнения операций по обращению с отходами, который бы обеспечивал требования экологической безопасности и техники безопасности. В зависимости от вида, отходы допускается временно хранить в производственном или вспомогательном помещении (склад, кладовая), во временном складе или на открытой площадке.

Места временного складирования отходов должны иметь покрытие из неразрушаемого и непроницаемого для токсичных веществ материала; открытые площадки должны иметь обваловку по всему периметру для исключения попадания вредных веществ в ливневую канализацию и на почву; площадка должна иметь удобный подъезд автотранспорта для вывоза отходов; должна быть предусмотрена защита отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра (навес, упаковка отходов в тару, контейнеры с крышками и др.).

На территории КС обязательно должны быть предусмотрены места для временного хранения твердых бытовых и других отходов (площадки с контейнерами); иловые площадки для сбора избыточного активного ила с очистных сооружений; специальные емкости и контейнеры для хранения нефтесодержащих веществ, отработанных ртутных ламп и др.

Транспортировка отходов на предприятие, занимающееся утилизацией, также должна осуществляться безопасными способами, исключающими возможность потерю отхода в процессе перевозки, создание аварийных ситуаций, причинение вреда окружающей среде и здоровью людей.

Почвы, загрязненные токсичными веществами в процессе строительства и эксплуатации объектов газовой отрасли, должны быть подвергнуты очистке. Очистку почвы как компонента природной среды проводят в соответствии с действующими нормативными и методическими документами. В процессе производственной деятельности газовой отрасли наиболее распространенными загрязнениями объектов окружающей среды являются углеводородсодержащие соединения (мазут, машинное и моторное масла, дизельное и авиационное топливо, бензин, керосин и др.).

При ликвидации подобных загрязнений только механическими и физико-химическими способами не всегда достигается должный эффект, так как зачастую возникает проблема утилизации отходов, образующихся после очистки.

На ряде объектов газовой отрасли (в частности, на предприятиях Группы Газпром) в последние годы применяются инновационные биологические методы очистки почв от углеводородных загрязнений. С этой целью используют новые биопрепараты, содержащие микроорганизмы — деструкторы углеводородов и позволяющие проводить биологическую очистку земель даже при низких температурах.

Технология биоочистки заключается в нанесении биопрепарата на загрязненную поверхность или его смешивании с загрязненной почвой или грунтом в присутствии биогенных элементов (азот, фосфор, калий и др.) в виде обычных минеральных удобрений. Для интенсивной аэрации почв и извлеченных грунтов производят их рыхление. Внесение биопрепаратов на большие по площади территории производят с помощью разбрызгивающих и распылительных устройств, которыми оборудуют поливальные и пожарные машины или вертолеты.

Процесс деструкции нефтепродуктов протекает в период от нескольких дней или недель до нескольких месяцев в зависимости от степени загрязнения объекта, химического состава загрязнителя, климатических и физико-химических параметров среды. Интенсивность разрушения нефтепродуктов может составлять до 85 % при однократной обработке почв.

Использование биопрепаратов гарантирует максимальное разрушение нефтепродуктов, при этом в процессе разрушения не образуются никаких токсичных веществ. Конечными продуктами разложения нефтепродуктов являются углекислый газ и вода. Увеличивающаяся в процессе разрушения углеводородов биомасса микроорганизмов при исчерпании загрязнителя отмирает и превращается в гумус.

Также активно используется метод очистки загрязненных земель при помощи растений. Выращивание трав с разветвленной корневой системой позволяет создать оптимальные условия для разложения углеводородов за счет улучшения газообмена в почве и ее обогащения биологически активными веществами, выделяемыми корневой системой растений. В зависимости от природно-климатических условий используют различные устойчивые смеси трав, которые к тому же являются хорошим биоиндикатором степени восстановления загрязненного участка земли.

Особое внимание при охране почв уделяется рекультивации нарушенных земель, которой в соответствии с требованиями нормативных документов и стандартов газовой отрасли подлежат все земли, нарушенные в период строительства. Основная цель рекультивации — восстановление продуктивности и хозяйственной ценности земель.

Можно выделить три основных типа рекультивации нарушенных земель:

- сельскохозяйственный;

- природоохранный и санитарно-гигиенический;
- строительный.

Сельскохозяйственная рекультивация проводится на землях сельскохозяйственного назначения, отводимых во временное краткосрочное пользование при строительстве линейных объектов. Основные принципы такой рекультивации: снятие плодородного слоя почвы перед строительными работами; обратное (после строительства) нанесение этого слоя; внесение необходимых удобрений для улучшения качества почвы. Данные земли после проведения рекультивационных работ могут использоваться под пашни, сенокосы, пастбища.

Природоохранной и санитарно-гигиенической рекультивации подлежат земли, отводимые во временное краткосрочное и долгосрочное использование при строительстве линейных и площадочных объектов. Данное направление заключается в основном в создании комплексных зеленых зон около промплощадок.

Строительное направление рекультивации проводится на землях, отводимых во временное долгосрочное пользование, и заключается в использовании нарушенных земель для строительства объектов промышленного и гражданского назначения.

Рекультивацию земель, как правило, выполняют в два этапа:

1) технический этап включает в себя подготовку земли для последующего целевого использования в народном хозяйстве. Данный этап предусматривает:

- ликвидацию временных сооружений и уборку территории в пределах строительной зоны;
- засыпку траншей подземных коммуникаций;
- распределение оставшихся вскрышных пород по поверхности;
- планировку поверхностей и обустройство насыпей и выемок;
- выполнение противозерозионных мероприятий;
- устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений;
- удаление погибшего леса;
- сбор нефтесодержащих жидкостей и других типов загрязняющих веществ с поверхности земли и т.д.;

2) на биологическом этапе проводят:

- землевание ранее снятым почвенным слоем;
- внесение органических удобрений или органоминеральных смесей;

- посев семян дикорастущих или культурных растений;
- восстановление мохового слоя в северных районах
- и т. д.

Биологическая рекультивация чаще всего проводится в две стадии. На первой выращиваются предварительные культуры, умеющие адаптироваться в существующих условиях и обладающие высокой восстановительной способностью. На второй — переходят к целевому использованию земли.

В комплекс мероприятий по охране земель также должны входить работы по повышению надежности трубопроводов. Для обеспечения транспорта перекачиваемой среды без потерь и, следовательно, без дополнительной нагрузки на земельные ресурсы при ремонте и ликвидации последствий аварий, должна быть разработана и внедрена система мероприятий, включающих в себя диагностику состояния трубопроводов и оборудования, мониторинг скорости коррозии, текущее обслуживание и ремонт, замену трубопроводов и др.

13. Методы снижения шума и вибрации

Методы снижения шума и вибрации на КС магистральных газопроводов можно разделить на 3 группы:

- активное подавление шума в самом источнике;
- пассивные способы защиты от шума;
- планировочные мероприятия.

Наибольшее распространение получили пассивные способы уменьшения шума технологического оборудования:

- установка различных глушителей на выхлопе и всасывании ГПА;
- покрытие наиболее шумных агрегатов звукоизолирующими кожухами;
- установка шумопоглощающих экранов, ограждений, перекрытий, дверей, облицовок потолка и стен;
- устройство звукоизолирующих кабин наблюдения и управления;
- устройство виброизолированных фундаментов и амортизаторов под оборудование для предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям
- и т. д.

Пассивные способы позволяют значительно снизить уровень шума лопаточных машин, но их применение приводит к увеличению массы и габаритов машин, дополнительному сопротивлению газовоздушного тракта газоперекачивающих агрегатов. Кроме того, снижение шума эксплуатируемых агрегатов требует больших материальных затрат.

Рассмотрим более подробно некоторые пассивные меры по борьбе с шумовым загрязнением, применяемые на КС.

1) *Глушители шума.* Для снижения шума, распространяющегося от КС на близлежащую территорию, необходима установка глушителей шума на всасывании и выхлопе ГТУ. Эффект снижения шума определяется качеством звукопоглощающего материала, из которого сделан глушитель, его длиной и допустимыми аэродинамическими потерями.

По принципу снижения уровней шума существующие конструкции глушителей шума потока газа можно разделить на несколько основных типов:

- глушители абсорбционного типа с использованием специальных звукопоглощающих материалов;
- глушители реактивного типа с использованием конструкций, отражающих звуковые волны в потоке воздуха обратно к их источнику;
- глушители резонансного типа;
- комбинированные глушители, сочетающие два (и более) принципа работы.

Наибольшее практическое применение для снижения шума ГТУ нашли абсорбционные глушители пластинчатого и трубчатого типа.

В трубчатых глушителях (рис. 17, а, б), каналы 1 круглого, квадратного или прямоугольного сечений, выполненные из перфорированного листового материала, облицованы слоем звукопоглощающего материала 2 (супертонкое стеклянное или базальтовое волокно, минераловатные плиты).

Звукопоглощающий материал должен иметь пористую (ячеистую или волоконную) внутреннюю структуру; при прохождении через него потока газа возникает трение движущихся молекул воздуха о плотно расположенные переплетенные волокна или стенки ячеистой структуры материала, в результате чего часть акустической энергии звуковой волны преобразуется в тепловую.

Пластинчатый глушитель представляет собой вставленный в прямоугольный короб ряд параллельных щитов из звукопоглощающего материала 3, разбивающих внутреннее пространство корпуса шумоглушителя на ряд параллельных каналов (рис. 17, в). В последнее время все чаще применяют многослойные звукопоглощающие пластины, состоящие из нескольких слоев материала.

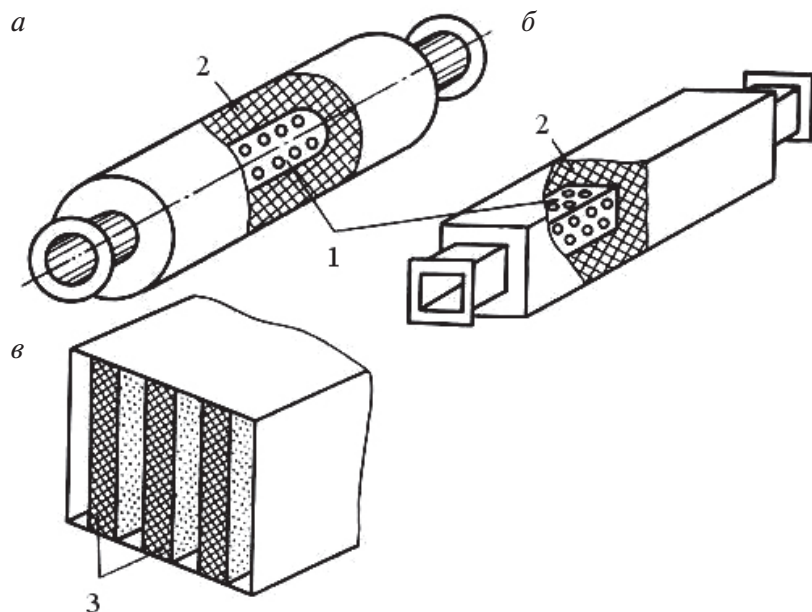


Рис. 17. Схемы глушителей абсорбционного типа:

а и б — трубчатые глушители (1 — каналы; 2 — звукопоглощающий материал);
в — пластинчатый глушитель (3 — звукопоглощающий материал) [25]

Принципы работы реактивных глушителей могут быть реализованы в газовоздушных трактах ГТУ в виде расширительных камер, представляющих собой участки каналов с увеличенным поперечным сечением, размеры которых сравнимы с длиной звуковых волн. Принцип их действия заключается в «запирании» распространяющихся мод звуковых колебаний и отражении их по каналу обратно к источнику шума.

В качестве одного из средств снижения шума также используют поглотители резонансного типа, простейшим из которых является ограниченная воздушная полость, соединенная отверстием (горлом) с окружающей средой.

2) *Звукоизолирующие кожухи.* Для снижения шума в помещениях КС необходима установка звукоизолирующих кожухов, полностью закрывающих наиболее шумные агрегаты. Эффективность этого мероприятия зависит от герметичности кожуха, звукоизолирующей способности материала его стенок и т. п. Существенное преимущество этого способа — возможность снижения шума на любую требуемую величину.

Кожухи могут быть съемными или разборными, иметь смотровые окна, открывающиеся дверцы, а также проемы для ввода различных коммуникаций. При этом все перечисленные выше элементы должны быть конструктивно выполнены таким образом, чтобы обеспечить такую же акустическую эффективность, как у сплошного герметичного кожуха.

В качестве конструкционного материала для изготовления кожухов обычно используется сталь, дюралюминий и другие листовые материалы; внутренняя поверхность стенок кожуха должна быть облицована звукопоглощающими материалами толщиной 30–50 мм.

Кожухи обычно устанавливают на полу на резиновых прокладках для исключения передачи вибрации от оборудования на кожух. Для этой же цели кожухи могут покрываться слоем вибродемпфирующей мастики.

В связи с интенсивными тепловыделениями агрегатов при проектировании кожухов необходимо предусматривать обязательную циркуляцию воздуха через установку.

3) *Звукоизолирующие кабины.* Для защиты работников машинных залов КС от шума устанавливают кабины наблюдения и дистанционного управления, обеспечивающие максимальную звуковую изоляцию. Их изготавливают из кирпича, бетона и других подобных материалов, облицовывая звукопоглощающим материалом (например, матами из супертонкого базальтового волокна с защитной оболочкой из стеклоткани и перфорированной алюминиевой панели).

4) *Шумопоглощающие экраны и ограждения.* Для снижения шума в ремонтных зонах машинных залов КС необходима установка акустических экранов, полностью перегораживающих помещение и отделяющих выведенный в ремонт агрегат от работающих.

Требования к конструкциям экранов, устанавливаемых при ремонтных работах, определяются условиями их эксплуатации. При этом учитываются их назначение (для производственных помещений или установки на открытом воздухе), климатические условия окружающей среды, шумовой режим зоны ремонта. Экраны обычно изготавливают из стальных или алюминиевых листов толщиной 1,5–2 мм; поверхность экрана, обращенную к источнику шума, покрывают звукопоглощающим материалом толщиной 50–80 мм.

Для снижения шума в различных вспомогательных помещениях также требуется подбор и установка звукоизолирующих ограждений, перекрытий, дверей и окон. Применяют облицовку части внутренних поверхностей помещения звукопоглощающими материалами. С этой целью используются стекловата, минеральная и капроновая вата, мягкие пористые волокнистые материалы, специальные акустические плиты с зернистой или волокнистой структурой. Для большей эффективности звукопоглощения пористый материал должен иметь открытые со стороны падения звука незамкнутые поры.

Дополнительно в помещениях КС, имеющих большую площадь, рекомендуется применять штучные звукопоглощающие конструкции в виде отдельных щитов, конусов, призм, шаров и т. д., заполненных звукопоглощающим материалом (тонкими волокнами) и равномерно подвешиваемых к потолкам шумных помещений.

5) Звукоизоляция трубопроводов. Наружный шум трубопроводов обусловлен в основном распространяющимся по потоку и проникающим через стенки трубопровода шумом работающих компрессора и нагнетателя, а также их вибрацией.

Для снижения шума следует применять звукоизолирующие кожухи, а также покрывать трубопроводы вибропоглощающими мастиками. Вибропоглощающие покрытия могут наноситься не на весь трубопровод, а только на те его участки, которые определяют максимальные значения шума (в первую очередь — на вертикальные участки трубопроводов).

Необходимо учитывать, что эффективность снижения шума трубопроводов с помощью кожуха, как правило, выше, чем с помощью вибропоглощающих покрытий (мастик).

6) *Средства индивидуальной защиты.* Средства индивидуальной защиты от шума необходимо применять, когда снижение шума в результате внедрения общетехнических мероприятий затруднительно или экономически нецелесообразно. Различают три основных типа индивидуальных противозумных средств:

- наушники, закрывающие ушную раковину;
- вкладыши, перекрывающие наружный слуховой канал;
- шлемы, закрывающие часть головы и ушную раковину.

При проектировании и строительстве газотранспортных предприятий применяются также различные планировочные методы борьбы с шумом:

- рациональная планировка территории КС;
- использование особенностей рельефа местности;
- устройство защитных экранов, лесозащитных полос
- и т. д.

Машинный зал КС должен находиться на максимальном удалении от административного корпуса, производственных мастерских и других вспомогательных помещений. Воздухозаборную камеру и шахту выхлопа надлежит ориентировать в сторону, противоположную основному жилому массиву. Систему технологической обвязки трубопроводов следует размещать с противоположной от жилого массива стороны. Внешние ограждающие конструкции, двери, ворота должны иметь повышенную звукоизоляцию. Площадь остекления должна быть минимальной. Снижение высоты помещений с шумным оборудованием способствует повышению эффективности применения звукопоглощающих облицовок потолка.

При планировании компрессорного цеха следует предусмотреть такое внутреннее расположение, при котором все вспомогательные помещения, где должны работать люди, были бы изолированы от машинного зала. Главный щит управления следует размещать в отдельном помещении с двойным глухим остеклением проема.

Компоновка ГПА в цехе должна быть выполнена таким образом, чтобы площадь поверхностей, излучающих звуковую мощность в машинный зал, была минимальной.

Однако наиболее эффективными являются меры по подавлению шума в самом источнике его возникновения. Эти меры могут раз-

рабатываться как на стадии проектирования, так и при модернизации технологического оборудования.

Известно несколько основных путей борьбы с шумом в источнике его возникновения: правильный выбор числа лопаток рабочего колеса и направляющего аппарата; выбор оптимального зазора между лопатками ротора и статора; неравномерное размещение лопаток; применение наклонных лопаток и т. д.

Наиболее эффективным и универсальным методом уменьшения шума является увеличение осевого зазора между направляющим аппаратом и рабочим колесом. Практически это достигнуто на турбинах большой мощности.

Большое влияние на интенсивность шума оказывает также соотношение числа рабочих и направляющих лопаток (максимальное значение шума отмечено при равном числе лопаток). Для снижения шума входным устройствам придают обтекаемую форму и избегают препятствий на пути подвода воздуха или увеличивают расстояние от входа до проточной части.

На частотные характеристики шума оказывает влияние и конструкция лопаток компрессора. Так, нарезка поперечных насечек на рабочей стороне лопаток предотвращает отрыв пограничного слоя и приводит к снижению шума примерно на 2 дБ.

Более подробно конструктивные особенности агрегатов, направленные на снижения их шумовых характеристик, рассмотрены в специальной литературе [14].

Таким образом, задача снижения шума на компрессорных станциях является весьма сложной, и только комплексная разработка и планомерное внедрение мероприятий, предусматривающих снижение шума в источнике и на пути его распространения, позволяют успешно ее решать.

14. Экологический контроль и мониторинг

Под экологическим мониторингом понимается система непрерывного наблюдения и контроля за состоянием окружающей среды. Основной целью экологического мониторинга является обеспечение системы управления природоохранной деятельностью и экологической безопасностью полной, достоверной и своевременной информацией о состоянии окружающей природной среды. В соответствии с объемом и уровнем мониторинга определяются необходимый набор

технических средств. Рассмотрим в качестве примера систему производственного экологического мониторинга (СПЭМ), применяемую на предприятиях Группы Газпром. В настоящее время данная СПЭМ имеет высокий уровень технической оснащенности, в ее состав входят стационарные и передвижные лаборатории, метеорологические и аэрологические посты, автоматизированные посты контроля, наблюдательные скважины (скважины, предназначенные для наблюдения за состоянием пластов и пластовых жидкостей, в том числе подземных вод). Это позволяет вести контроль над выбросами ЗВ в атмосферный воздух от организованных источников; качеством атмосферного воздуха на границе СЗЗ и в населенных пунктах; шумовым воздействием; качеством поверхностных и сточных вод; качеством подземных вод хозяйственно-питьевого назначения; состоянием геологической среды и почвенного покрова; отходами.

В целях предотвращения и снижения выбросов метана в атмосферу осуществляются вертолетные обследования технического состояния МГ лазерными локаторами утечек газа, производится выявление утечек природного газа на КС с использованием тепловизоров. Для предупреждения аварийных ситуаций проводится внутритрубная дефектоскопия. Выполняются работы по экологическому контролю объектов, расположенных на шельфе.

В случае размещения объектов Группы Газпром на особо уязвимых территориях, в программы экологического мониторинга включаются мероприятия по регулярному наблюдению за объектами животного и растительного мира. Например, программа экологического мониторинга ООО «Газпром трансгаз Краснодар» включает в себя наблюдения за параметрами акватории Таганрогского залива Азовского моря. ООО «Газпром трансгаз Ухта» ведется мониторинг состояния ценных и охраняемых видов растений и животных южных районов национального парка «Югыд ва» (республика Коми).

На предприятиях Группы Газпром реализуется и новый подход к мониторингу выбросов, принятый в зарубежных странах, — так называемый «контроль на трубе». При этом новые источники воздействия на атмосферный воздух снабжаются газоаналитическим оборудованием, которое позволяет не только контролировать выброс, но и оптимизировать процессы для снижения воздействия на атмосферный воздух. Разработанная в компании Экологическая

программа до 2030 г. предусматривает создание единой системы мониторинга выбросов и сбросов, контроля качества атмосферного воздуха на основе онлайн-анализаторов, создание собственной системы мониторинга метеословий.

Система производственного экологического мониторинга Группы Газпром находится в постоянном развитии. В 2013 г. на предприятиях Группы Газпром проводились работы по обследованию линейной части участков МГ с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) [52]. Основными задачами, решаемыми в ходе выполнения работ, являлись: контроль над загрязнением водных ресурсов, над обращением с отходами, над охраной земель и почв, а также выявление зон опасных геологических процессов и явлений (подтоплений, оползневых процессов, карста, эрозийных процессов вблизи МГ). Работы показали, что на основе материалов аэрофотосъемки, выполненной с БПЛА, можно весьма эффективно и оперативно, особенно в труднодоступных местах, выявить имеющиеся нарушения в окружающей среде в зоне влияния производственных объектов: наличие вырубок и пожарищ; подтопление и заболачивание; нарушение или полное сведение растительного покрова на участках несанкционированного проезда транспорта, разработки карьеров, проходки траншей; наличие несанкционированных свалок отходов производства и потребления.

В 2014 г. в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» [53] запущен в эксплуатацию новый передвижной экологический пост экологического контроля качества атмосферного воздуха в СЗЗ производственных объектов. В состав передвижной лаборатории входят:

- газоанализаторы, определяющие содержание в воздухе оксидов азота, оксида углерода, диоксида серы;
- портативный хроматографический модуль, обнаруживающий примеси метана;
- мультисенсорный прибор, измеряющий температуру, давление, скорость и направление движения ветра.

Передвижной лабораторный комплекс позволяет в режиме реального времени проводить отбор проб и их анализ без транспортирования проб в стационарную лабораторию, что позволяет сократить время получения результатов с 6–8 ч до 30 мин. Все приборы обладают высокой чувствительностью и селективностью.

Одним из значительных проектов газовой отрасли России недавнего времени стало строительство магистрального газопровода «Северный поток» (Nord Stream), напрямую связывающего Россию и Германию. Газопровод состоит из двух ниток протяженностью 1,224 тыс. км с пропускной способностью 27,5 млрд м³ газа в год каждая и проходит по дну Балтийского моря от бухты Портовая близ города Выборг (Ленинградская область, Россия) до побережья Германии в районе города Грайфсвальд.

«Северный поток» является транснациональным проектом. Процесс его строительства регулировался международными конвенциями и национальным законодательством каждого государства, через территориальные воды и экономическую зону которого проходит газопровод. Территория Балтийского моря по маршруту «Северного потока» была тщательно исследована до начала прокладки. Маршрут газопровода был скорректирован как с учетом участков захоронения химического оружия, военных зон и важных навигационных маршрутов, так и с учетом экологически чувствительных зон.

Строительство «Северного потока» осуществлялось с соблюдением самых строгих экологических норм и не нарушило экосистему Балтийского моря. Для минимизации воздействия на окружающую среду строительные работы приостанавливались на время нереста сельди и других промысловых рыб, а также на время остановки в этих местах перелетных птиц.

В соответствии с разрешениями, выданными Россией, Финляндией, Швецией, Данией и Германией, компания Nord Stream (международный консорциум пяти крупных энергетических компаний, созданный в 2005 г. для проектирования, строительства и эксплуатации газопровода) разработала пять национальных программ экологического мониторинга, разработанных индивидуально для каждой из стран. Компания Nord Stream начала реализацию программ экологического мониторинга одновременно с началом работ по строительству первой нитки газопровода в апреле 2010 года.

В настоящее время мониторинг ведется по шестнадцати компонентам окружающей среды, включая качество воды, топографию морского дна, береговых почв и ландшафтов, качество воздуха, шумовое воздействие, воздействие на популяции рыб и планктона, птиц, морских и наземных млекопитающих. Отбор проб осуществляется примерно в 1000 точках по всему маршруту газопровода

в России, Финляндии, Швеции, Дании и Германии. Данные анализируются в международно признанных лабораториях, а результаты исследований обобщаются в ежегодном отчете по мониторингу компании Nord Stream и предоставляются ответственным государственным органам каждой из пяти стран.

15. Энергосбережение

Принятие в России федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [29] обусловило необходимость создания новых подходов к управлению энергосбережением на уровне всех отраслей, включая и газотранспортную.

Основными направлениями энергосбережения, необходимыми для успешного развития системы газоснабжения России, являются:

- экономия ресурсов газа для его использования на собственные нужды станции или для подачи потребителям;
- повышение эффективности работы существующего парка газоперекачивающих агрегатов;
- снижение эксплуатационных издержек за счет оптимизации режимов работы основного и вспомогательного оборудования станции;
- постепенная замена старого оборудования на высокотехнологичное, имеющее высокий КПД и малое потребление энергоносителей;
- снижение выбросов парниковых газов и других вредных веществ в атмосферу.

В соответствии с Концепцией энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ПАО «Газпром» на период 2011–2020 гг.^{*}, основной задачей является максимальная реализация потенциала энергосбережения во всех видах деятельности и, как следствие, снижение техногенной нагрузки на окружающую среду. Эта задача будет решена путем применения инновационных технологий и оборудования, а также совершенствования управления энергосбережением. Потенциал энергосбережения в 2011–2020 гг. определен в 28,2 млн т у.т.

По целевым показателям энергетической эффективности на период 2011–2020 гг. установлено снижение удельных расходов при-

^{*} <http://www.gazprom.ru/nature/energy/>

родного газа на собственные нужды — не менее 11,4 % (при этом минимальный уровень ежегодной экономии природного газа на собственные нужды должен составлять 1,2 %), сокращение выбросов парниковых газов — не менее 486 млн т в перерасчете на CO_2 .

Для достижения данных показателей компания продолжит внедрение и использование следующих энергосберегающих технологий и оборудования:

- применение труб повышенного класса прочности, рассчитанных на давление до 11,8 МПа, с внутренним гладкостным покрытием, что позволит увеличить мощность ГПА;
- внедрение российских газотурбинных ГПА нового поколения («Урал», «Нева», «Волга», «Ладога»), имеющих КПД 32–39 %, что соответствует лучшим мировым стандартам;
- внедрение нового поколения эффективных газовых компрессоров;
- автоматизации технологических процессов;
- внедрение технологии ремонта трубопроводов под давлением; использование мобильных компрессорных станций для откачки газа при ремонте газопроводов;
- дистанционный контроль утечек газа;
- использование возобновляемых источников энергии;
- утилизации тепла отходящих газов газотурбинных установок.

В связи с удаленностью магистральных газопроводов от центральных систем энергоснабжения на компрессорных станциях чаще всего применяется газотурбинный привод нагнетателей газа. Основным источником вторичных энергоресурсов (ВЭР) здесь являются уходящие газы от газотурбинных установок, утилизация тепла которых признана одним из основных способов повышения эффективности транспортировки газа. Наиболее распространенный способ использования данного ВЭР — это применение утилизационных теплообменников. В России на линейных и дожимных КС они установлены примерно на 80 % агрегатов.

Утилизация вторичной теплоты позволяет повысить коэффициент использования топлива до 45 % и выше. При этом вырабатываемая тепловая энергия используется для нужд отопления и горячего водоснабжения объектов на территории самих компрессорных станций, а также близлежащих населенных пунктов и сельскохозяйственных предприятий.

Другими потребителями теплоты выхлопных газов ГТУ могут быть: системы подогрева топливного газа; близко расположенные магистральные нефтепроводы; различные системы снеготаяния.

Известно, что с повышением температуры вязкость нефти понижается, при этом пропускная способность нефтепровода увеличивается. Подогрев нефти до температуры 30–65 °С происходит в теплообменниках (кожухотрубных или типа «труба в трубе»), в которых в качестве промежуточного теплоносителя обычно используется горячая вода. А подогрев воды может осуществляться в утилизационных теплообменниках, установленных в газододах ГТУ.

В качестве топлива для газоперекачивающих агрегатов используется тот же природный газ, расход которого на 1 тыс. м³ перекачиваемого газа в среднем составляет 3–4 м³. Подогрев топливного импульсного газа перед подачей в газотурбинную установку осуществляется подогревателями газа различных типов за счет сжигания природного газа. В то же время, как было показано выше, на компрессорных станциях магистральных газопроводов имеется избыточное количество вторичных энергоресурсов. Отказ от сжигания газа и осуществление нагрева за счет утилизированной теплоты отходящих дымовых газов приведут к значительному снижению потребления природного газа на собственные нужды.

В перспективе планируется широкое применение на ГПА полноценных теплоутилизационных комплексов, основным из которых является парогазовая установка (ПГУ). Вырабатываемого на таких установках количества теплоты и электроэнергии будет хватать и для нужд самой КС, и для подачи в близлежащие населенные пункты.

В настоящее время разрабатываются проекты теплоутилизационных комплексов для выработки электроэнергии с использованием не воды, а циклопентана (углеводорода C₅H₁₀) [3]. Использование в качестве рабочего тела в паровом цикле Ренкина вещества с более низкой, чем у воды, температурой кипения позволяет утилизировать низкопотенциальную энергию, что в большей степени повысит энергоэффективность ГПА и, следовательно, газотранспортной системы в целом.

Эффективность энергосберегающих мероприятий может повыситься за счет применения тепловых насосов. Хотя, в силу клима-

тических и экономических особенностей, теплонасосные технологии в России пока не получили такого широкого распространения, как в Европе, тем не менее в последнее время им также стало уделяться повышенное внимание. Например, с помощью теплового насоса можно отобрать теплоту транспортируемого газа на входе компрессорной станции и, наряду с теплотой уходящих газов ГТУ, использовать ее для получения дополнительной приводной мощности газовых нагнетателей и трансформации в электроэнергию [29]. Этим самым можно обеспечить электроснабжение газоперекачивающих агрегатов с электроприводом и сократить расход первичных энергетических ресурсов. Данное изобретение относится к энергосберегающим и экологически безопасным технологиям трубопроводного транспорта газа и может быть использовано при сооружении новых и модернизации действующих магистральных газопроводов.

Помимо этого, к источникам тепловых ресурсов для использования в тепловых насосах можно отнести системы охлаждения смазочного масла; системы охлаждения газа; обратную сетевую воду; нагретые поверхности газоходов и ГТУ в машинных залах КС; вытяжные системы машинных залов компрессорных цехов; теплоту удаляемого воздуха из помещений административно-бытовых зданий.

Неотъемлемой частью экономии потребления топливно-энергетических ресурсов на компрессорной станции является планирование электропотребления, внедрение автоматического управления процессами. Потребителями электроэнергии на компрессорной станции с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами являются электродвигатели маслонасосов, пожарных насосов, компрессоров, вентиляторов общей системы вентиляции, вентиляторов воздушного охлаждения газа и запорно-регулирующей аппаратуры.

Анализ величины расхода электроэнергии показывает, что основным потребителем электроэнергии на такой компрессорной станции и в газотранспортной системе в целом является электропривод аппарата воздушного охлаждения газа. На охлаждение газа здесь тратится 22–48 % от общего расхода электроэнергии. Автоматизация управления процессом охлаждения АВО газа позволяет минимизировать суммарное включение электродвигателей и общую

продолжительность их работы; уменьшить потребление электроэнергии на 10–15%.

На линейной части газопроводов сегодня применяется оборудование, которое не требует большого количества энергии — это средства обеспечения производственной связи, электрохимзащиты, приводные узлы кранов и прочее. Для такого оборудования могут использоваться автономные источники питания на основе двигателей Стирлинга, преобразующих тепловую энергию ВЭР в электрическую, а также источники питания на солнечной и ветровой энергии.

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Акопова Г. С. Оценка объемов потерь метана с утечками технологического оборудования газотранспортных объектов ОАО «Газпром» / Г. С. Акопов, Е. В. Дорохова, П. Б. Попов // Вести газовой науки. 2013. № 2 (13). С. 43.
- 2 Бабак Т. В. Влияние проектируемых работ при строительстве газопровода на животный мир // Современные проблемы природопользования, охотоведения и звероводства. 2012. № 1. С. 36–37.
- 3 Белов Г. В. Органический цикл Ренкина и его применение в альтернативной энергетике / Г. В. Белов, М. А. Дорохова // Наука и образование : науч. журн. МГТУ им. Н. Э. Баумана. 2014. № 2. С. 99–118.
- 4 Борисов Б. И. Изоляционные работы при строительстве магистральных трубопроводов : справочник рабочего / Б. И. Борисов. М. : Недра, 1990. 223 с.
- 5 Бородавкин П. П. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов / П. П. Бородавкин. М. : Недра, 1981. 160 с.
- 6 Вагин В. А. Прогнозирование воздействия геоэкологических факторов на устойчивость магистральных газопроводов: на примере ООО «Севергаз-пром» : дис. ... канд. техн. наук / В. А. Вагин. Ухта, 2005. 258 с.
- 7 Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты. : дис. ... канд. техн. наук / О. Ю. Володченкова. М., 2007. 148 с.

8 ВРД 39-1.13-056–2002. Технология очистки сред и поверхностей, загрязненных углеводородами [Электрон. ресурс]. М., 2002. Режим доступа: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/10/10740. Загл. с экрана.

9 Гос. стандарт РФ 17.5.3.05–84. Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию [Электрон. ресурс]. М., 1984. Режим доступа: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/21/21122. Загл. с экрана.

10 Гостинин И. А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов [Электрон. ресурс] / И. А. Гостинин, А. Н. Вирясов, М. А. Семёнов // Инженерный вестник Дона. 2013. № 2. Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n2y2013/1618>. Загл. с экрана.

11 Грибанов А. А. Воздействие газопроводов на окружающую среду / Геоэкология и рациональное природопользование: от науки к практике : материалы II Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. 10–13 октября 2011 г. Белгород : ПОЛИТЕРРА, 2011. С. 133.

12 Дятлов В. А. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / В. А. Дятлов, В. М. Михайлов, В. И. Яковлев. М. : Недра, 1990. 222 с.

13 Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром» [Электрон. ресурс] : стандарт организации. СТО Газпром 2-3.5-043–2005. Режим доступа: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/49/49220. Загл. с экрана.

14 Заяц Б. С. Снижение шума при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций. : дис. ... канд. техн. наук / Б. С. Заяц. Самара, 2008. Режим доступа: <http://tekhnosfera.com/snizhenie-shuma-pri-ekspluatatsii-gazoperekachivayuschih-agregatov-kompressornyh-stantsiy-magistralnyh-gazoprovodov#ixzz3yt3wu6X8>. Загл. с экрана.

15 Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов [Электрон. ресурс] : ведомственный документ Миннефтегазстрой. ВСН 179–85. Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/VSN_17985_Instrukciya_po_rekul.html. Загл. с экрана.

16 Кобзев Ю. В. Оценка выбросов метана РАО «Газпром» в 1996 г. / Ю. В. Кобзев, Г. С. Акопов, Н. Г. Гладкая // Газовая промышленность. 1997. № 10. С. 73–77.

17 Козаченко А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов / А. Н. Козаченко. М. : Нефть и газ, 1999. 463 с.

18 Комлев И. М. Крупные аварии на магистральных газопроводах [Электрон. ресурс] / И. М. Комлев // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XVI Междунар. симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых : в 2 т. ; т. 2 / Томск, 2–7 апреля 2012 г. С. 419–420. Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2012/C11/V2/193.pdf>. Загл. с экрана.

19 Котляр И. Я. Эксплуатация магистральных газопроводов / И. Я. Котляр. Ленинград : Недра, 1971. 248 с.

20 Мастепанов А. М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже века: состояние, проблемы и перспективы развития : справ.-аналит. сб. : в 2 т. / А. М. Мастепанов. М. : Энергия, 2009. Т. 1. 480 с.; Т. 2. 472 с.

21 Методика проведения измерений объемов эмиссии метана в атмосферу на объектах ОАО «Газпром» [Электрон. ресурс] : стандарт организации. СТО Газпром 031–2007. Режим доступа: http://tehlit.ru/llib_norma_doc/54/54552/index.htm. Загл. с экрана.

22 Новый металлокомплексный катализатор для безреагентной очистки газовых выбросов от оксидов азота / А. В. Газаров // Тр. РГУНГ. 2010. № 4. С. 73–81.

23 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов: санитарные нормы СН 452–73 [Электрон. ресурс]. М., 1973. Режим доступа: <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/388841>. Загл. с экрана.

24 ОНД 86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий [Электрон. ресурс]. Ленинград, 1987. Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2826/index.php. Загл. с экрана.

25 Охрана окружающей среды / С. В. Белов, Ф. А. Барбинов, А. Ф. Козьяков, Г. П. Павлихин. М. : Высшая школа, 1983. 264 с.

26 Пат. № 2235247 РФ. Способ определения момента и места утечки газа из трубопровода [Электрон. ресурс] / Ю. К. Шлык, И. А. Каменских. Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/223/2235247.html>. Загл. с экрана.

27 Пат. РФ № 2342185, 2008. Способ очистки уходящих газов газотурбинной установки и устройство для его осуществления [Элек-

трон. ресурс] / А.М. Карасевич [и др.]. Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/patents/2342185>. Загл. с экрана.

28 Пат. РФ № 2489588, 2013. Экологически чистая газотурбинная установка регенеративного цикла с каталитической камерой сгорания и способ управления ее работой [Электрон. ресурс] / В.В. Перец. Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/patents/2489588>. Загл. с экрана.

29 Пат. РФ № 2527003, 2014. Способ контроля состояния магистрального газопровода [Электрон. ресурс] / Н.Н. Карнаухов, И.А. Каменских, В.Г. Гришин. Режим доступа <http://www.freepatent.ru/patents/2174645>. Загл. с экрана.

30 Пат. РФ № 2527010, 2014. Газотурбинная установка с впрыском водяного пара [Электрон. ресурс] / А.А. Иванов. Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/252/2527010.html>. Загл. с экрана.

31 Перельман Е.Б. Экологическая безопасность газокompрессорных станций : учеб. пособие / Е.Б. Перельман. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2001. 151 с.

32 Повышение эффективности использования газа на компрессорных станциях / В.А. Динков, А.И. Гриценко, Ю.Н. Васильев, П.М. Мужиливский. М. : Недра, 1981. 296 с.

33 Применение каталитических камер сгорания в газотурбинных установках децентрализованного энергоснабжения / В.Н. Пармон [и др.] // Вестн. Рос. акад. наук, 2007. Т. 77, № 9. С. 819–830.

34 Разработка системы низкокэмиссионного горения топлива в газотурбинных установках / В.Н. Лавров [и др.] // Вестн. Самар. гос. аэрокосм. ун-та им. академика С.П. Королева. Самара, 2007, № 2. С. 118–125.

35 Расчет образования СО и NO_x в камерах сгорания ГТД [Электрон. ресурс] : электрон. учеб. пособие / С.Г. Матвеев, С.В. Лукачев, М.Ю. Орлов, И.В. Чечет, Ю.В. Красовская ; Минобрнауки России, Самар. гос. аэрокосм. ун-т им. С.П. Королева (нац. исслед. ун-т). Самара, 2012. Режим доступа: http://www.ssau.ru/files/education/uch_posob/Raschet%20образования-Матвеев%20СГ.pdf. Загл. с экрана.

36 РД 52.04-52–85. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях [Электрон. ресурс]. Ленинград, 1987. Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/RD52045285Metodicheskieuuk.html>. Загл. с экрана.

37 Ревазов А. М. Анализ аварийности на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А. М. Ревазов, И. А. Леонидович // Тр. / Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. 2014. № 2. С. 26–33.

38 Рудаченко А. В. Газотурбинные установки для транспорта природного газа : учеб. пособие / А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева. Изд. 2-е, перераб. Томск : Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2012. 213 с.

39 Саликов А. Р. Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам / А. Р. Саликов. М. : Инфра-Инженерия, 2015. 113 с.

40 Сальников А. В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна : учеб. пособие / А. В. Сальников, В. П. Зорин, Р. В. Агиней. Ухта : УГТУ, 2008. 108 с.

41 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция [Электрон. ресурс]. М., 2008. Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/52/52471. Загл. с экрана.

42 Семенов Б. Н. Экономика строительства магистральных трубопроводов / Б. Н. Семенов. М. : Недра, 1977. 422 с.

43 Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / под ред. Ю. Д. Земенкова. М. : Инфра-Инженерия, 2006. 928 с.

44 Телегин Л. Г. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов : учебное пособие для вузов / Л. Г. Телегин, Б. Л. Ким, В. И. Зоненко. М. : Недра, 1988. 188 с.

45 Технологический регламент на проектирование компрессорных станций. М. : ИРЦ «Газпром», 1994. 72 с.

46 Тухбатуллин Ф. Г. Система поддержки решений по обеспечению эксплуатационной надежности и экологической безопасности работы технологического оборудования магистральных газопроводов : дис. ... д-ра техн. наук. М., 1998.

47 Указания по основным направлениям рекультивации земель на объектах газовой промышленности / ВНИПИгаздобыча. Саратов : ВНИПИгаздобыча, 1985. 30 с.

48 Хворов Г. А. Формирование стратегических инновационных мероприятий в транспорте газа как стратегический путь реализа-

ции потенциала энергосбережения в ОАО «Газпром» / Г. А. Хворов, М. В. Юмашев // Вести газовой науки. 2013. № 2 (13). С. 4–8.

49 Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. 2-е изд., стереотип. М. : изд. дом МЭИ, 2006. 584 с.

50 Чухарева Н. В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год [Электрон. ресурс] / Н. В. Чухарева, С. А. Миронов, Т. В. Тихонова // Нефтегазовое дело. 2011. № 3. С. 231–243. Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Chuhareva/Chuhareva_2.pdf. Загл. с экрана.

51 Шелковский Б. И. Утилизация и использование вторичных энергоресурсов компрессорных станций / Б. И. Шелковский, А. С. Патыченко, В. П. Захаров. М. : Недра, 1991. 160 с.

52 Экологический отчет ОАО «Газпром» за 2013 г. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/13/830510/gazprom-environmental-report-2013-ru.pdf>. Загл. с экрана.

53 Экологический отчет ОАО «Газпром» за 2014 г. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: www.gazprom.ru/f/posts/13/830510/gazprom-ecology-report-2014.pdf. Загл. с экрана.

54 Юращик И. Л. Утилизация теплоты приводных газотурбинных установок / И. Л. Юращик, Л. Ф. Глущенко, А. С. Маторин. Киев : Техника, 1991. 152 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
РАЗДЕЛ А. Воздействие объектов газовой промышленности на окружающую среду..... 5	
1. Характеристики природной и социальной среды районов Крайнего Севера	5
2. Воздействие на окружающую среду при строительстве магистрального газопровода.....	11
2.1. Воздействие на земельные ресурсы	11
2.2. Воздействие на атмосферный воздух	14
2.3. Воздействие на подземные и поверхностные воды	15
2.4. Воздействие на растительный и животный мир	17
3. Воздействие на окружающую среду при эксплуатации магистрального газопровода	20
3.1. Загрязнение атмосферного воздуха	21
3.2. Термическое воздействие	25
3.3. Образование отходов	28

4. Воздействие газокompрессорной станции (ГКС) на окружающую среду.....	29
4.1. Воздействие ГКС на атмосферный воздух	29
4.2. Выбросы природного газа на КС	38
4.3. Образование загрязняющих веществ при горении топлива.....	45
4.4. Характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, и их воздействие на человека и окружающую среду	51
4.5. Выбросы загрязняющих веществ из энерготехнологического оборудования КС.....	59
4.6. Факторы, влияющие на образование ЗВ в камерах сгорания ГТУ	65
5. Физическое воздействие объектов газовой отрасли.....	73
6. Воздействие ГКС на водные объекты	76
7. Воздействие на земельные ресурсы.....	82
РАЗДЕЛ Б. Повышение экологической безопасности системы транспорта газа.....	
8. Снижение потерь природного газа	86
8.1. Снижение технологических выбросов.....	87
8.2. Снижение утечек газа	89
8.3. Снижение аварийных выбросов	93
9. Снижение токсичности продуктов сгорания.....	94
9.1. Малоэмиссионные камеры сгорания.	95
9.2. Каталитические камеры сгорания	103
9.3. Впрыск воды или пара.....	105
9.4. Очистка продуктов сгорания	107
9.5. Методы снижения эмиссии СО	110
10. Специальные мероприятия по охране атмосферного воздуха	113
11. Охрана водной среды	116

12. Охрана почв и недр	121
13. Методы снижения шума и вибрации.....	126
14. Экологический контроль и мониторинг	132
15. Энергосбережение.....	136

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	141
--	-----

Учебное издание

Островская Анна Валентиновна

**ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ
ЧАСТЬ 2. ВОЗДЕЙСТВИЕ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТА
ГАЗА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

Редактор И. В. Меркурьева
Верстка Е. В. Ровнушкиной

Подписано в печать 25.01.2017. Формат 70×100 1/16.
Бумага писчая. Цифровая печать. Усл. печ. л. 12,3.
Уч.-изд. л. 8,5. Тираж 50 экз. Заказ 39.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8 (343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru

Для заметок



ОСТРОВСКАЯ АННА ВАЛЕНТИНОВНА

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника».
Область научных интересов – гидродинамика и тепломассообмен в дисперсных средах.
Является соавтором ряда учебников и учебных пособий по термодинамике и экологии.
Лауреат премии Правительства РФ в области образования за 2006 г., лауреат Национальной экологической премии им. В. И. Вернадского по итогам 2014 г.